

Relatório Final  
do  
Estudo Preparatório na Introdução do Projeto Smart  
Grid na Região Metropolitana de Curitiba  
na  
República Federativa do Brasil

Julho de 2013

Agência de Cooperação Internacional do Japão (JICA)

Tokyo Electric Power Services Co., Ltd.  
Tokyo Electric Power Co., Ltd.

IL
CR (5)
13-122

Relatório Final  
do  
Estudo Preparatório na Introdução do Projeto Smart  
Grid na Região Metropolitana de Curitiba  
na  
República Federativa do Brasil

Julho de 2013

Agência de Cooperação Internacional do Japão (JICA)

Tokyo Electric Power Services Co., Ltd.  
Tokyo Electric Power Co., Ltd.

## Índice do Relatório Final (RF)

<b>Capítulo 1</b>	<b>Resumo do Projeto .....</b>	<b>1-1</b>
1.1	Cenário do Estudo .....	1-1
1.2	Objetivos .....	1-1
1.3	Resumo do estudo .....	1-2
1.3.1	Visão Geral da COPEL .....	1-2
1.3.2	Local do projeto .....	1-5
1.3.3	Projeto proposto .....	1-7
1.3.4	Escopo e custo do projeto .....	1-8
1.3.5	Benefícios deste projeto .....	1-9
1.3.6	Avaliação econômica.....	1-11
1.3.7	Cronograma de implementação.....	1-13
1.3.8	Análise Social e Ambiental .....	1-13
1.4	Membro do estudo .....	1-14
1.5	Cronograma do estudo .....	1-14
<b>Capítulo 2</b>	<b>Visão Geral do Setor de Eletricidade .....</b>	<b>2-1</b>
2.1	Sistema da Indústria de Eletricidade no Brasil .....	2-1
2.1.1	Visão Geral Histórica da Indústria de Eletricidade no Brasil.....	2-1
2.1.2	Situação Atual do Setor de Energia Elétrica no Brasil.....	2-2
2.2	Visão Geral do Negócio e Organização da COPEL.....	2-10
2.3	Visão Geral do Setor de Energia Elétrica (Distribuição) na Região Metropolitana de Curitiba.....	2-14
2.4	Situação Atual e Previsão de Demanda e Fornecimento.....	2-16
2.4.1	Situação Atual e Previsão de Demanda e Fornecimento no Brasil .....	2-16
2.4.2	Situação Atual e Previsão de Demanda e Fornecimento na Região Metropolitana de Curitiba.....	2-18
2.4.3	Situação atual da demanda de energia na área candidata do projeto proposto.....	2-20
2.5	Revisão da Análise de Planejamento do Sistema de Distribuição na Área Metropolitana de Curitiba .....	2-22
2.5.1	Revisão do Planejamento do Sistema de Distribuição na Área Metropolitana de Curitiba ...	2-22

2.5.2 Revisão de Análise do Sistema de Distribuição na Área Metropolitana de Curitiba .....	2-23
2.6 Situação de Queda da Transmissão na Região Metropolitana de Curitiba .....	2-27
2.7 Situação de Perda nas Linhas de Transmissão e Distribuição na Região Metropolitana de Curitiba.....	2-30
2.8 Qualidade da Energia/ Multas na Área Metropolitana de Curitiba .....	2-30
2.9 Situação Sócio-econômica da Região Metropolitana de Curitiba.....	2-39
2.9.1 Localização, Área, e Demografia.....	2-39
2.9.2 Desenvolvimento Econômico e Social.....	2-43
2.9.3 Taxa de Eletrificação.....	2-46

### **Capítulo 3 Situação Atual e Plano de Rede Inteligente no Brasil ..... 3-1**

3.1 Situação Atual da Rede Inteligente no Brasil.....	3-1
3.2 Situação Atual e Plano de Rede Inteligente no Governo do Estado do Paraná.....	3-7
3.3 Situação Atual e Plano de Rede Inteligente na Região Metropolitana de Curitiba .....	3-9
3.3.1 Curitiba.....	3-9
3.3.2 Fazenda Rio Grande.....	3-10
3.4 Políticas, Leis e Regulamentações do Governo Brasileiro .....	3-15
3.4.1 Políticas do Governo Brasileiro e Ministérios e Agências Relacionadas.....	3-15
3.4.2 Leis e Regulamentações do Governo Brasileiro .....	3-16

### **Capítulo 4 Situação da Energia nas Áreas Candidatas..... 4-1**

4.1 Sistema de Transmissão e Subestação .....	4-1
4.1.1 Sistema de Geração .....	4-1
4.1.2 Sistema de Transmissão e Subestação.....	4-3
4.1.3 Controle do Sistema de Energia .....	4-6
4.2 Subestação de Distribuição .....	4-7
4.2.1 Sistema de Controle de Distribuição.....	4-7
4.2.2 Configuração da Subestação .....	4-8
4.2.2.1 Subestação Fazenda Rio Grande.....	4-8
4.2.2.2 Subestação Rio Branco do Sul .....	4-8
4.2.3 Controle da Subestação .....	4-9
4.2.4 Sistema de Proteção do Alimentador de 13,8 kV .....	4-10



4.3 Instalações de Distribuição/Rede de Distribuição da Linha Aérea .....	4-10
4.3.1 Nível de Tensão.....	4-10
4.3.2 Rede de Distribuição de Linha Aérea.....	4-11
4.3.3 Instalações de Distribuição .....	4-13
4.4 Rede Subterrânea .....	4-25
4.5 Instalações de Telecomunicação .....	4-25
4.5.1 Rede de Fibra Ótica Central.....	4-26
4.5.2 Sistema de Transmissão Central.....	4-28
4.5.3 Rede de IP .....	4-28
4.5.4 Rede de Fibra Ótica de Acesso.....	4-29
4.5.5 Vigilância e Manutenção para a Rede de Telecomunicação.....	4-31
4.5.6 Protocolo do Sistema SCADA existente .....	4-31
4.5.7 Instalações de Telecomunicações da COPEL para Teste de Rede Inteligente .....	4-32
4.5.8 Status da Regulamentação de Rádio para AMI no Brasil .....	4-33
4.6 Medidor.....	4-33
4.7 Sistema de Tarifas .....	4-35
4.7.1 Visão Geral Histórica das Tarifas de Eletricidade no Brasil .....	4-35
4.7.2 Componentes da Tarifa.....	4-35
4.7.3 Procedimentos de Estabelecimento de Tarifas .....	4-37
4.7.4 Revisão de Tarifas Recente da COPEL.....	4-40
4.7.5 Tarifas Atuais da COPEL .....	4-42
4.8 Centro de Controle.....	4-44
4.9 Estrutura Organizacional para Sistema de Distribuição na Área do Projeto.....	4-44
4.9.1 Estrutura de Operação do Sistema de Distribuição .....	4-44
4.9.2 Estrutura de Manutenção do Sistema de Distribuição .....	4-49
<b>Capítulo 5    Seleção dos Projetos de Rede Elétrica Inteligente .....</b>	<b>5-1</b>
5.1 Necessidades da COPEL.....	5-1
5.2 Avaliação da Prioridade da Técnica Aplicada .....	5-3
5.3 Prioridade do Projeto com Base nos Critérios .....	5-5

## **Capítulo 6 Visão Geral do Projeto Smart Grid..... 6-1**

6.1 Informações Básicas .....	6-1
6.1.1 Processo de Seleção e Resultados para a Área de Projeto .....	6-1
6.1.2 Informações Básicas.....	6-1
6.2 Plano dos projetos .....	6-3
6.2.1 Necessidades do projeto.....	6-3
6.2.2 Resumo do projeto / Sistema.....	6-3
6.2.3 Serviço de consultoria .....	6-12
6.3 Design Básico .....	6-13
6.3.1 Rede de Distribuição .....	6-13
6.3.2 Centro de Controle.....	6-21
6.3.3 Instalações da Subestação .....	6-29
6.3.4 Esquema de proteção para Linhas do Distribuidor de 13,8 kV.....	6-31
6.3.5 Instalação na Rede da Linha Aérea .....	6-34
6.3.6 Medidor Inteligente (SM) .....	6-37
6.3.7 Instalação de Energia Renovável (Energia Fotovoltaica) .....	6-40
6.3.8 Instalações de Telecomunicações.....	6-44
6.3.9 Detecção de Falha .....	6-48
6.4 Plano de Aquisição e Instalação.....	6-53
6.4.1 Declaração do Método de Instalação .....	6-53
6.4.2 Cronograma para Aquisição e Transporte/Instalação.....	6-57
6.5 Cronograma do projeto .....	6-62

## **Capítulo 7 Plano de Implementação do Projeto de Rede Inteligente (Smart Grid) ..... 7-1**

7.1 Condição de Organização de Implementação do Projeto.....	7-1
7.1.1 Estrutura Atual da Organização de Execução do Projeto.....	7-1
7.1.2 Organização de Operação e Manutenção para Instalações do Projeto de Rede Inteligente .....	7-3
7.2 Capacidade de Organização de Execução do Projeto para Implementação do Projeto .....	7-5
7.2.1 Experiência de Organização de Execução do Projeto .....	7-5
7.2.2 Pessoal para Organização de Execução do Projeto .....	7-6
7.2.3 Nível Técnico da Organização de Execução do Projeto .....	7-8

7.3 Estrutura da Implementação do Projeto .....	7-10
7.4 Situação Financeira da Entidade de Implementação.....	7-14
7.4.1 Lucros e Perdas .....	7-14
7.4.2 Balanço Patrimonial.....	7-16
7.5 Estrutura de operação e manutenção da após o Projeto .....	7-21

## **Capítulo 8    Considerações sociais e ambientais no local do projeto ..... 8-1**

8.1 Descrições do Levantamento .....	8-1
8.1.1 Componentes do Projeto e Considerações Ambientais e Sociais.....	8-1
8.1.2 Destaques do levantamento.....	8-3
8.1.3 Alternativas de Projeto .....	8-4
8.2 Sistema de Consideração Ambiental e Social e Organizações.....	8-4
8.2.1 Suporte Legal .....	8-4
8.2.2 Organizações e Procedimento de Licenciamento Ambiental.....	8-8
8.3 Ambiente Natural e Social na Área do Projeto .....	8-10
8.3.1 Ambiente Natural .....	8-10
8.3.2 Ambiente Social .....	8-13
8.4 Impactos Ambientais e Sociais .....	8-14
8.4.1 Escopo e Pontos Adicionais de Levantamento/Análise .....	8-14
8.4.2 Análise dos Impactos Ambientais e Sociais .....	8-17
8.4.3 Plano de Mitigação e Monitoramento Ambiental .....	8-21
8.5 Conclusões sobre a Pesquisa com os Consumidores na Cidade de Curitiba .....	8-22
8.5.1 Objetivo e Método de Pesquisa.....	8-22
8.5.2 Limitações da Pesquisa .....	8-22
8.5.3 Principais conclusões .....	8-23

## **Capítulo 9    Efeitos Econômicos do Projeto ..... 9-1**

9.1 Estimativas Aproximadas dos Custos de Investimento do Projeto .....	9-1
9.2 Efeitos do Projeto.....	9-3
9.2.1 Efeito de Redução de duração de interrupção do fornecimento.....	9-3
9.2.2 Efeito de redução de perdas Técnicas .....	9-5
9.2.3 Efeito de redução de perdas Não Técnicas.....	9-10

9.2.4 Economia na construção de geração e transmissão de energia por corte e alternância de pico .....	9-11
9.2.5 Redução de custo de manutenção/operação .....	9-11
9.2.6 Redução de emissões de CO2 .....	9-12
9.2.7 Economia na construção de subestação .....	9-12
9.2.8 Expansão para futuros negócios/projetos da COPEL .....	9-14
9.3 Avaliação Econômica (Estimativas de IRR) .....	9-14
9.3.1 Avaliação Financeira (Estimativas de TIRF).....	9-14
9.3.2 Avaliação Econômica (Estimativas EIRR).....	9-19
9.4 Considerações sobre o Efeito de Redução de Emissões de CO2 .....	9-23

## Apêndices

- Apêndice 2-1: Módulo 7 Revisão 3  
(ANEEL)
- Apêndice 2-2: Modulo 8 Revisão 4  
(ANEEL)
- Apêndice3-1: Visão geral dos projetos de modelo de smart grid das maiores empresas de distribuição
- Apêndice 4-1: Resolução N° 506, de 1 de julho de 2008
- Apêndice 4-2: Norma Técnica-NTC Materiais de Distribuição -Especificação  
(Chave Tripolar Para Operação)
- Apêndice 4-3: Especificação Técnica Para Religadores Automáticos 13,8kV e 34,5kV
- Apêndice 4-4: Especificação Técnica da Unidade Terminal Remota para Automação dos Equipamentos da Rede de Distribuição
- Apêndice 4-5: Norma Técnica-NTC Materiais de Distribuição –Especificação  
(Seccionadora de Faca Unipolar)
- Apêndice 4-6: Norma Técnica-NTC Materiais de Distribuição –Especificação  
(Para-raios de distribuição)
- Apêndice 4-7: Norma Técnica-NTC Materiais de Distribuição –Especificação  
(Poste de concreto armado seção duplo T)
- Apêndice 6-1: Cronograma de Implementação e Cronograma de Homens-Mês dos Serviços de Consultoria
- Apêndice 6-2: Configuração de Rede Típica na Região Urbana  
(Subestação Atuba na Cidade de Curitiba)
- Apêndice 6-3: Configuração de Rede Típica na Região Suburbana  
(Subestação Rio Branco do Sul em Rio Branco do Sul)
- Apêndice 6-4: Fibras Ópticas tipo monomodo de dispersão normal
- Apêndice 8-1: Resultado da Entrevista com os Clientes Residenciais

## Abreviações e Acrônimos

### Organização

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
ABRADEE	Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica
AES	Applied Energy Services dos EUA (Serviços Aplicados de Energia)
AMPLA	Português: AMPLA (Empresa de Distribuição no Rio de Janeiro) Inglês: AMPLA (Distribution Company in Rio de Janeiro)
ANA	Agência Nacional de Águas
ANATEL	P: Agencia Nacional de Telecomunicacoes I: National Telecommunications Agency
ANEEL	P: Agência Nacional de Energia I: Electric Power National Agency
CEB	P: Cia Energética de Brasília (Empresa de Energia Elétrica de Brasília) I: Electric Power Company in Brazilia
CEEE	P: Companhia Estadual de Energia Eletrica (Empresa de Energia Elétrica do Rio Grande do Sul) I: Electric Power Company in Rio Grande do Sul
Celesc	P: Centrais Eletricas de Santa Catarina (Empresa de Energia Elétrica de Santa Catarina) I: Electric Power Company in South Catarina
Celg	P: Centrais Elétrica de Goiás (Empresa de Energia Elétrica de Goiás) I: Electric Power Company in Goiás
Cemig	P: Companhia Energética de Minas Gerais (Empresa de Energia Elétrica de Minas Gerais) I: Electric Power Company in Minas Gerais
CESP	P: Companhia Energética de Sao Paulo (Empresa de Energia Elétrica de São Paulo) I: Electric Power Company in Sao Paulo
CMSE	P: Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico I: Power Sector Monitoring Committee
CNPE	P: Conselho Nacional de Política Energética I: National Energy Policy Council
CONAMA	Conselho Nacional do Meio Ambiente
COPEL	Companhia Paranaense de Energia
CPFL	P: Companhia Paulista de Força e Luz (Empresa de Energia Elétrica de São Paulo) I: Electric Power Company in Sao Paulo
CPSE	P: Coordenação de Proteção Social Especial I: Coordination Office of Implantation of Socio-Environment Program of Undertakings
CRC	Coast Resort City
CTEEP	Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista
DACD	P: Departamento de Aquisição, Contratação e Distribuição I: Distribution Acquisition and Hiring Department
DADM	P: Departamento de Armazenagem e Distribuição de Materiais I: Materials Storage and Distrib. Department

DART	P: Departamento de Geografia e Padronização dos Trabalhos I: Geography and Works Standardization Department
DATC	P: Departamento de Atendimento ao Cliente Central I: Central Customer Service Department
DCEE	P: Departamento de Manutenção e Serviços Operacionais I: Maintenance and Services Operations Department
DDI	P: Diretor de Distribuição I: Chief Distribution Office
DEME	P: Departamento de Manutenção Eletromecânica e Automação I: Electromechanical and Automation Maintenance Department
DETS	P: Departamento de Suprimentos de Eng. e Tecnologia I: Procurement Eng. And Technology Department
DGCD	P: Departamento de Gerenciamento de Distribuição Comercial I: Distribution Commercial Management Department
DGCL	P: Departamento de Clientes Principais I: Key Clients Department
DGCS	P: Departamento de Gestão de Controle de Suprimentos I: Procurement Control Management Department
DGEE	P: Departamento de Gestão de Distribuição de Engenharia I: Distribution Engineering Management Department
DMC	P: Diretor de Ambiente e Cidadania Corporativa I: Chief Environment and Corporate Citizenship Office
DMEA	P: Departamento de Manutenção Eletromecânica e Automação I: Electromechanical and Automation Maintenance Department
DMEP	P: Departamento de Medição e Danos I: Metering and Loss Department
DOMS	P: Departamento de Manutenção e Serviços Operacionais I: Maintenance and Services Operations Department
DPCO	P: Departamento de Procedimentos Comerciais I: Commercial Procedures Department
DPEX	P: Departamento de Planejamento de Expansão de Distribuição I: Distribution Expansion Planning Department
DPSU	P: Departamento de Planejamento de Suprimentos I: Procurement Planning Department
DSMCBN	P: Departamento de Serviços e Manutenção Curitiba Norte I: Curitiba Norte maintenance center
DSMCTA	P: Departamento de Serviços e Manutenção de Curitiba I: Centro de Distribuição de Curitiba Maintenance center
DSMLIT	P: Departamento de Serviços e Manutenção do Litoral I: Litoral Maintenance center
DSMSJP	P: Departamento de Serviços e Manutenção de São José dos Pinhais I: São José dos Pinhais maintenance center
DUTE	P: Departamento de Utilização de Energia I: Electric Power Utilization Department
EPE	P: Empresa de Pesquisa Energética I: Energy Research Company
Endesa	P: Empresa Nacional de Electricidad (Empresa Espanhola subsidiada pela ENEL na Itália)

	I: Spanish Company subsidized by ENEL in Italy
FINEP	P: Financiadora de Estudos e Projetos I: Federal Funding Agency for Researches and Projects
IAP	P: Instituto Ambiental do Paraná I: Environmental Institute of Paraná
IBAMA	Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis
IBGE	P: Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística I: Brazilian Institute of Geography and Statistics
IEEE	P: Instituto de Engenheiros Elétricos e Eletrônicos I: Institute of Electrical and Electronics Engineers
INMETRO	P: Normalização e Qualidade Industrial (Empresa de Energia Elétrica Privada) I: Instituto Nacional de Metrologia (Private Electric Power Company)
IPARDES	P: Instituto Paranaense de Desenvolvimento Econômico e Social I: Paraná Institute of Economic and Social Development
Light	Group Light (Empresa de Energia Elétrica Privada)
MCTI	P: Ministério Da Ciencia, Tecnologia e Inovacao I: Ministry of Science, Technology and Innovation
MDIC	P: Ministério do Desenvolvimento, Indústria e Comércio Exterior I: Ministry of Development, Industry and Commerce
MMA	Ministério do Meio Ambiente
MME	P: Ministério de Minas e Energia I: The Ministry of Mines and Energy
MOF	P: Ministério da Fazenda I: Ministry of Finance
RMC	Região Metropolitana de Curitiba
SCD	P: Superintendência Comercial de Distribuição I: Distribution Commercial Superintendency
SDC	P: Superintendência de Distribuição da Região Centro-Sul I: Regional Central-South Distribution Superintendency
SDL	P: Superintendencia de Distribuicao Leste I: Regional East Distribution Superintendency
SDN	P: Superintendência de Mercado e Regulação de Distribuição da Região Noroeste I: Market and Regulation Superintendency Regional Northwest Distribution Superintendency
SDO	P: Superintendência de Mercado e Regulação de Distribuição da Região Oeste I: Market and Regulation Superintendency Regional West Distribution Superintendency
SDT	P: Superintendência de Mercado e Regulação de Distribuição da Região Norte I: Market and Regulation Superintendency Regional North Distribution Superintendency
SEA	P: Superintendência de Mercado e Regulação de Engenharia Ambiental I: Market and Regulation Superintendency Superintendence of Environmental Engineering
SED	P: Superintendência de Mercado e Regulação de Engenharia de Distribuição I: Market and Regulation Superintendency Distribution Engineering Superintendency
SEMA	P: Secretaria de Estado do Meio Ambiente e Recursos Hídricos



	I: Water Resources of State of Paraná
SMR	P: Superintendência de Mercado e Regulação I: Market and Regulation Superintendency
SNUC	P: Sistema Nacional de Unidades de Conservação I: National System of Natural Conservation Units
SSD	P: Superintendência de Distribuição de Suprimentos I: Distribution Procurement Superintendency
TECPAR	P: Instituto de Tecnologia do Paraná I: Instituto de Tecnologia do Paraná
TEPCO	Tokyo Electric Power Company
TEPSCO	Tokyo Electric Power Services Co.,Ltd.
UTP	P: Unidade Territorial de Planejamento I: Territorial Unit of Planning
VEAL	P: Divisão de Estudos de Alta Voltagem I: High Voltage Studies Division
VEMT	P: Divisão de Estudos de Média Voltagem I: Medium Voltage Studies Division
VEOP	P: Divisão de Estudos Elétricos Operacionais I: Electrical Operational Studies Division
VGEO	P: Divisão de Gestão de Redes e Geografia I: Geography and Networks Management Division
VMCQ	P: Divisão de Manutenção da Qualidade de Distribuição e Controle I: Distribution Quality Maintenance and Control Division
VMEA	P: Divisão de Manutenção Eletrônica e Automação I: Electronics and Automation Maintenance Division
VMSE	P: Divisão de Manutenção Eletromecânica de Subestações I: Substations Electromechanical Maintenance Division
VNOT	P: Divisão de Padronização de Novas Tecnologias I: Standardization and New Technology Division
VOEP	P: Divisão de Estudos de Operação e Proteção I: Operation and Protection Studies Division
VOTR	P: Divisão de Operação em Tempo Real I: Real Time Operation Division
VPES	P: Divisão de Proteção de Sistema Elétrico de Subtransmissão I: Subtransmission Electrical System Protection Division
VPRE	P: Divisão de Análise de Operação e Pré-operação I: Preoperation and operation analysis division
VPRO	P: Divisão de Projetos e Trabalho I: Projects and Works Division
VSER	P: Divisão de Serviços de Distribuição I: Distribution Services Division
VSSC	P: Divisão de Apoio à Supervisão e Controle do Sistema de Infraestrutura I: Supervision and Control System Infrastructure Support Division

## Outros

AC	P: Corrente Alternada I: Alternativ Current
AIS	P: Comutador de Ar Isolado I: Air Insulated Switchgear
ALBS	P: Interruptor de Corte de Carga Automático I: Automatic Load Break Switch
AMI	P: Infraestrutura de Medição Avançada I: Advanced Metering Infrastructure
AMR	P: Leitura de medidor Automatizada I: Automated Meter Reading
APA	P: Área de Proteção Ambiental I: Environmental Protection Areas
BCU	P: Unidade de Controle do Compartimento I: Bay Control Unit
BEMS	P: Sistema de Monitoramento de Eletricidade em Edifício I: Building Electricity Monitoring system
CB	P: Disjuntor I: Circuit Breaker
CCC	P: Conta de Consumo de Combustível I: Fuel Consumption Bill
CDE	P: Conta de Desenvolvimento Energético I: Energetic Development Account
CFURH	P: Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos I: Financial Compensation for the Use of Water Resources
CGO	P: Superintendência de Gestão de Distribuição I: Distribution Management Superintendency
CIP	P: Contribuição para Custeio da Iluminação Pública I: Contribution for Financing the Public Lighting Service
CO2	P: Dióxido de Carbono I: Carbon dioxide
COFINS	P: Contribuicao para o Financiamento da Seguridade Social I: Contribution to the Social Security Financing
COS	P: Centro de Operações de Sistema I: System Operation Center
CPU	P: Unidade Central de Processamento I: Central Prossessing Unit
CRCL	P: Coordenação de Relacionamento com o Cliente I: Customer Relations Coordination
CSP	P: Planos de Apoio Conjuntos I: Joint Support Plans
CT	P: Transformador de Corrente I: Current Transformer
CVT	P: Transformador de Corrente e Voltagem I: Current Transformer and Voltage Transforemr

DAS	P: Sistema de Automação de Distribuição I: Distribution Automation System
DB	P: Banco de Dados I: Data Base
DBID	P: Departamento de Biodiversidade I: Department of Biodiversity
DC	P: Corrente Direta I: Direct Current
DEC	P: Duração Equivalente de Interrupção por clientes I: Duration of outages per consumer per year
DG	P: Geração Distribuída I: Distributed Generation
DIC	P: Duração da interrupção por unidade individual de consumo I: Duration of interruption per individual consumer unit (=SAIDI)
DIS	P: Distribuição I: Distribution
DLF	P: Previsão de Carga de Distribuição I: Distribution Load Forecasting
DMIC	P: Interrupção máxima contínua por unidade de consumo ou ponto de conexão I: Maximum continuous interruption per consumer unit or connection point
DMS	P: Sistema de Gestão de Distribuição I: Distribution Management System
DR	P: Resposta à Demanda I: Demand Response
DSR	P: Relé Direcional de Curto-Circuito I: Directional Short circuit Relay
DWDM	P: Divisão Multiplex de Comprimento de Onda Denso I: Dense Wavelength Division Multiplex
EIA	P: Avaliação de Impacto Ambiental I: Environment Impact Assessment
EMS	P: Sistema de Gestão de Energia I: Energy Management System
ESS	P: Cargas de Sistema de Serviço I: System Service Charges
EV	P: Veículo Elétrico I: Electrical Vehicle
EV	P: Veículo Elétrico I: Electric Vehicle
FCB	P: Alimentador do Disjuntor I: Feeder Circuit Breaker
FDIR	P: Detecção de Falha, Isolamento e Restauração I: Fault Detection, Isolation and Restoration
FEC	P: Frequência de interrupções por consumidor por ano I: Frequency of outages per consumer per year
FIC	P: Frequência de interrupção por unidade consumidora individual I: Frequency of interruption per individual consumer unit (=SAIFI)
FIRR	P: Taxa interna de retorno financeiro I: Financial Internal Rate of Return

FLM	P: Gerenciamento de Carga do Alimentador I: Feeder Load Management
FMSR	P: Gerenciamento de Falhas e Restauração do Sistema I: Fault Management and System Restoration
FRG	P: Fazenda Rio Grande I: Fazenda Rio Grande
FTTB	P: Fibra Para o Prédio I: Fiber To The Building
FUNAI	P: Fundação Nacional do Índio I: National Foundation for Indians
FY	P: Ano Fiscal I: Fiscal Year
G-PON	P: Rede Ótica Passiva Gigabit I: Gigabit Passive Optical Network
GE-PON	P: Rede Ótica Passiva Gigabit Ethernet I: Gigabit Ethernet Passive Optical Network
GET	P: Geração e Transmissão I: Generation and Transmission
GIS	P: Sistema de Informação Geográfica I: Geographical Information System
GPRS	P: Serviço Geral de Radiocomunicações por Pacotes I: General Packet Radio Service
GPT	P: Transformador de Grande Potencial I: Grand Potential Transformer
GW	P: Gate Way I: Gate Way
HEMS	P: Sistema de Gerenciamento de Eletricidade Residencial I: Home Electricity Management System
HMI	P: Interface Homem-Máquina I: Human Machine Interface
ICMS	P: Imposto sobre Operações relativas à Circulação de Mercadorias e sobre Prestações de Serviços de Transporte Interestadual e Intermunicipal e de Comunicação I: Tax on Circulation of Merchandise and Services
ICT	P: Tecnologias de Informação e Comunicação I: Information and Communication Technology
IEC	P: Comissão Eletrotécnica Internacional I: International Electrotechnical Commission
IED	P: Dispositivo Eletrônico Inteligente I: Intelligent Electronic Device
IEE	P: Análise Inicial do Ambiente I: Initial Environmental Examination
IP	P: Protocolo de Internet I: Internet Protocol
IPCA	P: Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo I: Extended National Consumer Price Index
IPP	P: Produtor de Energia Independente I: Independent Power Producer

ITU	P: União Internacional de Telecomunicações I: International Telecommunication Union
LAN	P: Área de Rede Local I: Local Area Network
LBFR	P: Balanceamento de carga via reconfiguração do Alimentador I: Load Balancing via Feeder Reconfiguration
LBS	P: Interruptor de Quebra de Carga I: Load Break Switch
LFA	P: Aplicação de Fluxo de Carga I: Load Flow Application
LI	P: Licença de Instalação I: License of Installation
LO	P: Licença de Operação I: License of Operation
LP	P: Licença de Previdência I: License of Prevision
M-RTU	P: Unidade Terminal Remota Mestre I: Master Remote Terminal Unit
MAE	P: Mercado Atacadista de Energia Elétrica I: Wholesale Market for Electric Power
MCH	Micro/Mini Central Hidroelétrica ( Inferior a 1 MW)
MDMS	P: Servidor de Gerenciamento de Medição de Dados I: Metering Data Management Server
MPLS	P: Multiprotocol Label Switching I: Multiprotocol Label Switching
MV	P: Voltagem Média I: Medium Voltage
NAN	P: Rede de Área Vizinha I: Neighborhood Area Network
NCA	P: Análise de Conectividade de Rede I: Network Connectivity Analysis
NTC	P: Norma Técnica Copel I: Norma Técnica Copel
NUC	P: Central Nuclear Urbana I: Central Urban Nuclear
OC	P: Sobrecorrente I: Overcurrent
OFR	P: Relé de Sobrefrequência I: Over Frequency Relay
OH	P: Aéreas I: Over Head
OLT	P: Terminal de Linha Ótica I: Optical Line Terminal
OMS	P: Sistema de Gerenciamento de Interrupção I: Outage Management System
ONS	P: Operador Nacional do Sistema Elétrico I: National Power System Operator

ONS	P: Taxa do Operador Nacional do Sistema I: National System Operator fee
ONU	P: Unidade de Rede Ótica I: Optical Network Unit
OPGW	P: Fios de Transmissão Ópticos I: Optical Ground Wire
OSI	P: Modelo de referência de Interconexão de Sistema Aberto I: Open System Interconnection reference model
OVGR	P: Relé de Sobrevoltagem de Solo I: Over Voltage Ground Relay
OVR	P: Relé de sobrevoltagem I: Over Voltage Relay
PC	P: Concentrador Primário I: Primary Concentrator
PCBs	P: bifenilos policlorados I: polychlorinated biphenyl
PCH	Pequena Central Hidroelétrica (1 MW ~ 30 MW)
PDD	P: Plano de Desenvolvimento da Distribuição I: Distribution Development Plan
PDE	P: Plano Decenal de Expansão de Energia I: Plan for Expansion of Energy
PIB	P: Produto Interno Bruto I: Gross Domestic Production (GDP)
PIS	P: Programas de Integração Social e de Formação do Patrimônio do Servidor Público I: Social Integration Programs
PNE	P: Plano Nacional de Energia I: Plan of National Energy
PON	P: Rede Ótica Passiva I: Passive Optical Network
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
PROEX	Programa de Expansão do Sistema de Distribuição de Tensão
PROINFA	P: Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica I: Alternative Energy Sources Incentive Program
PTW	P: Permissão para Trabalhar I: Permit To Work
PV	P: Fotovoltaico I: Photovoltaic
R&D	P: Pesquisa e Desenvolvimento I: Research and Development
RAS	P: Relatório Ambiental Simplificado I: Simplified Environmental Report
RGR	P: Reserva Global de Reversão I: Global Reversal Reserve
RMU	P: Anel da Unidade Principal I: Ring Main Unit

RPR	P: Relé de Potência Invertida I: Reverse Power Relay
RPS	P: Normas do Portfólio de Energia Renovável I: Renewable Portfolio Standard
RTU	P: Unidade Terminal Remota I: Remote Terminal Unit
SADSEA	P: Setor de Suporte para Gerenciamento de SEA I: Support Sector for Management of SEA
SAIDI	P: Duração Média das Interrupções do Sistema I: System Average Interruption Duration Index
SAIFI	P: Frequência Média de Interrupções do Sistema I: System Average Interruption Frequency Index
SAS	P: Sistema de Automação de Subestação I: Substation Automation system
SCADA	P: Sistemas de Supervisão e Aquisição de Dados I: Supervisory Control and Data Acquisition
SDH	P: Hierarquia Digital Síncrona I: Synchronous Digital Hierarchy
SE	P: Estado Estimado I: State Estimation
SHP	P: Pequena Hidroelétrica I: Small Hydropower
SIN	P: Sistema Interligado Nacional I: National Interconnected System
SISNAMA	P: Sistema Nacional do Meio Ambiente I: Sistema Nacional do Meio Ambiente
SM	P: Medidor Smart I: Smart Meter
SNMP	P: Protocolo de Gerenciamento de Rede Simples I: Simple Network Management Protocol
SOD	P: Sistema de Operação da Distribuição I: Sistema de Operacao da Distribuicao
SS	P: Subestação I: Substation
SV	P: Supervisão I: Supervision
SVR	P: Regulador de Tensão de Passo I: Step Voltage Regulator
SW	P: Interruptor I: Switch
TDMA	P: Acesso Múltiplo por Divisão de Tempo I: Time Division Multiple Access
TEL	P: Telecomunicação I: Telecommunication
TFSEE	P: Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica I: Electric Energy Service Inspection Fee (ANEEL's inspection fee)
TOU	P: Tempo de Uso I: Time of Use

UFR	P: Relé de subfrequência I: Under Frequency Relay
UVR	P: Relé de Subvoltagem I: Under Voltage Relay
VAR	P: Níveis de Voltagem e Potência Reativa I: Voltage levels and Reactive power
VTs	P: Transformador de Voltagem I: Voltage Transformer
VVC	P: Controle Volt-VAR I: Volt-VAR Control
WAN	P: Rede de Longa Distância I: Wide Area Network
WHM	P: Medidor Watt-hora I: Watt Hour Meters
XLPE	P: Polietileno Reticulado I: Cross Linked Polyethylene

#### Equivalentes Monetários

Unidade Monetária = Real (R\$)

1 R\$ = 100 centavos

Taxa de câmbio: 1R\$ = 48.8 Yens (4 / 2013) fornecida pela JICA

1US\$ = 2 R\$ (4 / 2013)

Ano Fiscal: 1 de janeiro a 31 de dezembro do próximo ano



## Lista de Tabela

Tabela 1.3-1	SAIFI e SAIFI na COPEL.....	1-4
Tabela 1.3-2	Limites da ANEEL para Perda Técnica e Comercial.....	1-4
Tabela 1.3-3	Tendência da Queda de Tensão na COPEL .....	1-5
Tabela 1.3-4	Fator de Energia nos Alimentadores de Distribuição.....	1-5
Tabela 1.3-5	Indicadores Sócio-Econômicos dos Municípios .....	1-6
Tabela 1.3-6	Projetos Propostos.....	1-7
Tabela 1.3-7	Escopo do Projeto .....	1-9
Tabela 1.3-8	Benefícios e Efeitos do Projeto .....	1-10
Tabela 1.3-9	Custo de investimento total do projeto (Unidade: milhares de reais [R\$]).....	1-11
Tabela 1.3-10	FIRR do projeto total .....	1-12
Tabela 1.3-11	Cronograma do projeto.....	1-13
Tabela 1.4-1	Membro do Estudo.....	1-14
Tabela 2.1-1	História da Indústria da Eletricidade no Brasil .....	2-1
Tabela 2.1-2	Principais Companhias de Geração de Energia no Brasil .....	2-5
Tabela 2.1-3	Dados de geração com Média Mensal por Estado (Março 2013) .....	2-6
Tabela 2.1-4	20 Principais Companhias de Distribuição no Brasil em 2012 .....	2-8
Tabela 2.1-5	Visão Geral das Empresas de Distribuição no Brasil em 2011 .....	2-9
Tabela 2.3-1	Números de Escritórios de Vendas na Região Metropolitana de Curitiba.....	2-15
Tabela 2.4-1	Situação atual do consumo de energia nas áreas candidatas do projeto proposto.....	2-21
Tabela 2.4-2	Consumo de Energia nas áreas candidatas do projeto proposto conforme as categorias.....	2-22
Tabela 2.5-1	Plano de instalação dos novos transformadores e de aumento da capacidade de 69 kV e 138 kV .....	2-23
Tabela 2.6-1	SAIDI e SAIFI na Região de Serviço da COPEL .....	2-27
Tabela 2.6-2	Motivos para SAIFI na Linha de Distribuição na Área de Serviço da COPEL .....	2-28
Tabela 2.6-3	SAIDI e SAIFI e, 2012 na Região Metropolitana de Curitiba .....	2-29
Tabela 2.7-1	Situação de Perda nas Linhas de Transmissão e Distribuição na Região de Serviço da COPEL .....	2-30
Tabela 2.8-1	SAIDI/SAIFI/DMIC em 1 kV a 69 kV em Área Urbana.....	2-32
Tabela 2.8-2	SAIDI/SAIFI/DMIC em 1 kV a 69 kV em Área Rural.....	2-33
Tabela 2.8-3	SAIDI/SAIFI/DMIC em Menos de 1 kV em Área Urbana.....	2-34
Tabela 2.8-4	SAIDI/SAIFI/DMIC em Menos de 1 kV em Área Rural.....	2-35
Tabela 2.8-5	Registro Atual de Multas da COPEL em 2012 para SAIDI/SAIFI/DMIC .....	2-36
Tabela 2.8-6	Limite de Gerenciamento de Tensão no Ponto de Serviço por Acima de 1 kV e Menos de 69 kV .....	2-37
Tabela 2.8-7	Limite de Gerenciamento de Tensão no Ponto de Serviço por Menos de 1 kV.....	2-37
Tabela 2.8-8	Multa de Tensão da COPEL na Região Metropolitana de Curitiba em 2012 .....	2-38
Tabela 2.8-9	Fator de Energia na COPEL.....	2-39
Tabela 2.9-1	PIB per Capita dos Estados e Distrito Federal no Brasil.....	2-39
Tabela 2.9-2	População das Regiões Metropolitanas no Brasil.....	2-42
Tabela 2.9-3	Indicadores Demográficos da Região Metropolitana de Curitiba (2010) .....	2-43

Tabela 2.9-4	Indicadores Econômicos e Sociais da Região Metropolitana de Curitiba (2010) .....	2-44
Tabela 2.9-5	Companhias Japonesas na Região Metropolitana de Curitiba .....	2-45
Tabela 2.9-6	Acesso à Eletricidade na Região Metropolitana de Curitiba (2010) .....	2-46
Tabela 3.1-1	Projetos de Rede Inteligente.....	3-1
Tabela 3.1-2	Projetos de Smart Grid (Rede Inteligente) registrados na ANEEL .....	3-5
Tabela 3.1-3	Disponibilidade de Recursos por Instituição/Programa .....	3-7
Tabela 4.1-1	Estações de Energia de propriedade da COPEL .....	4-1
Tabela 4.3-1	Níveis de Tensão na Área de Serviço da COPEL .....	4-11
Tabela 4.3-2	Visão Geral das Instalações de Distribuição na Região Metropolitana de Curitiba....	4-13
Tabela 4.3-3	Tempos de abertura padrões dos Religadores na COPEL.....	4-16
Tabela 4.3-4	Tipos de Transformador na COPEL.....	4-17
Tabela 4.3-5	Número de transformadores em 13.8kV .....	4-17
Tabela 4.3-6	Fator de carga médio do Transformador em 13.8kV .....	4-17
Tabela 4.3-7	Tipos de Linha de Distribuição na COPEL.....	4-18
Tabela 4.3-8	Tipo do Poste Elétrico na COPEL.....	4-19
Tabela 4.3-9	Número de Reguladores de Tensão em cada Município .....	4-21
Tabela 4.3-10	Número do Banco de Capacitor em cada Município .....	4-22
Tabela 4.6-1	Os Números de Medidores na Área da COPEL .....	4-34
Tabela 4.6-2	Calibração e Inspeção do Medidor na COPEL .....	4-34
Tabela 4.7-1	Tarifas A da COPEL .....	4-39
Tabela 4.7-2	Tarifas B1 das companhias de distribuição (24 de Jan de 2013) .....	4-40
Tabela 4.7-3	Revisão da Tarifa da COPEL em 2012 .....	4-41
Tabela 4.7-4	Revisão da Tarifa da COPEL em 2013 .....	4-42
Tabela 4.7-5	Novas Tarifas da COPEL para Uso Residencial .....	4-43
Tabela 4.9-1	Sistema de Trabalho do Centro de Operação do Sistema de Energia .....	4-47
Tabela 4.9-2	Sistema de Trabalho do Centro de Operação do Sistema de Energia .....	4-48
Tabela 4.9-3	Número de cada centro de manutenção.....	4-49
Tabela 4.9-4	Posto Responsável pela Construção, Operação e Manutenção .....	4-51
Tabela 5.1-1	Crítérios da COPEL para a Seleção dos Candidatos ao Projeto.....	5-2
Tabela 5.2-1	Avaliação da Prioridade da Técnica Aplicada .....	5-3
Tabela 5.2-2	Avaliação dos Impactos da Técnica da Rede Elétrica Inteligente Aplicada .....	5-4
Tabela 5.3-1	Projeto e Plano de Instalação Propostos do Projeto de Rede Elétrica Inteligente na COPEL .....	5-5
Tabela 6.1-1	Indicadores Sócio-econômicos e de Eletricidade dos Municípios Alvo do Projeto na Região Metropolitana de Curitiba .....	6-2
Tabela 6.2-1	Explicação do sistema e instalações do projeto.....	6-5
Tabela 6.2-2	Número de instalações e equipamentos para cada cidade na região de Curitiba .....	6-11
Tabela 6.2-3	Escopo e quantidade do projeto recomendado .....	6-12
Tabela 6.3.1-1	Características do Sistema de Distribuição na Cidade de Curitiba .....	6-14
Tabela 6.3.1-2	Transição da Corrente na Cidade de Curitiba .....	6-15
Tabela 6.3.1-3	Características do Sistema de Distribuição nas Áreas Suburbanas (23 Municípios) ..	6-17
Tabela 6.3.1-4	Transição da Corrente, exceto na Cidade de Curitiba (23 Municípios) .....	6-17
Tabela 6.3.1-5	Raio na Área de Abastecimento em 1 Alimentador nas Áreas Suburbanas.....	6-21
Tabela 6.3.2-1	Comparação do sistema integrado do centro de controle.....	6-25

Tabela 6.3.2-2	Função do DAS/DMS .....	6-25
Tabela 6.3.2-3	Comparação entre SCADA e DAS/DMS.....	6-28
Tabela 6.3.3-1	Função Principal das Instalações da Subestação.....	6-30
Tabela 6.3.5-1	Prospecção da Queda de Tensão .....	6-37
Tabela 6.3.6-1	Especificações e situação atual do medidor em Curitiba .....	6-38
Tabela 6.3.6-2	Especificações Básicas do Medidor Inteligente (Exemplo).....	6-39
Tabela 6.3.7-1	Código de Interconexão de Rede no Japão .....	6-42
Tabela 6.3.8-1	Rede de telecomunicação para este projeto.....	6-44
Tabela 6.3.8-2	Comparação dos sistemas PON e óptico multi-hop .....	6-47
Tabela 6.3.8-3	Projeto de esboço de telecomunicação para WAN2 .....	6-47
Tabela 6.3.8-4	Comparação entre o GPRS da empresa de telefonia e a própria rede da COPEL.....	6-48
Tabela 6.3.8-5	Projeto de esboço de telecomunicação para NAN .....	6-48
Tabela 6.3.9-1	Comparação do Método de Detecção de Corrente e Tensão.....	6-51
Tabela 6.4-1	Vantagem e Desvantagem do Projeto Dividido e Pacote.....	6-60
Tabela 6.4-2	Cronograma de Implementação para o Projeto Smart Grid .....	6-61
Tabela 6.5-1	Cronograma do projeto.....	6-62
Tabela 7.1-1	A área de manutenção de cada centro de manutenção .....	7-4
Tabela 7.2-1	Projeto registrado na ANEEL .....	7-5
Tabela 7.2-2	Projetos de Rede Inteligente em andamento .....	7-5
Tabela 7.2-3	Membro do DMEA .....	7-6
Tabela 7.2-4	Membro do SDL .....	7-7
Tabela 7.2-5	Números de Pessoal de Manutenção para Rede de Distribuição na Região Metropolitana de Curitiba.....	7-8
Tabela 7.2-6	Veículos para Manutenção .....	7-8
Tabela 7.3-1	Estrutura da Implementação do Projeto .....	7-10
Tabela 7.4-1	Lucros e perdas da COPEL consolidada .....	7-14
Tabela 7.4-2	Lucros e perdas da COPEL Distribution.....	7-15
Tabela 7.4-3	Balanco Patrimonial dos Ativos (1) da COPEL Consolidada.....	7-16
Tabela 7.4-4	Balanco Patrimonial do Passivo (2) da COPEL Consolidada.....	7-17
Tabela 7.4-5	Perfil de Dívida da COPEL consolidada.....	7-18
Tabela 7.4-6	Balanco Patrimonial dos Ativos (1) da Copel Consolidada .....	7-19
Tabela 7.4-7	Balanco Patrimonial dos Passivos (2) da Copel Consolidada.....	7-20
Tabela 7.5-1	Trabalhos Reduzidos/Aumentados/Não Necessários após o Projeto com base nos Trabalhos Existentes no Centro de Operação e Centro de Manutenção .....	7-23
Tabela 8.1-1	Componentes e Descrição do Projeto em relação às considerações ambientais e sociais.....	8-2
Tabela 8.2-1	Relação das Leis e Regulamentações Federais sobre Proteção Ambiental .....	8-6
Tabela 8.2-2	Relação das Leis e Regulamentações Estaduais sobre Proteção Ambiental .....	8-7
Tabela 8.2-3	Documentos necessários para a permissão ambiental no caso de construção da linha de distribuição de 13,8/34,5 kV .....	8-9
Tabela 8.4-1	Resultado do Escopo e Pontos de Levantamento Adicionais.....	8-14
Tabela 8.4-2	Resultado do Levantamento/ Análise dos Impactos Ambientais e Sociais.....	8-17
Tabela 8.5-1	Aparelhos Elétricos durante o Horário de Pico em Fevereiro .....	8-24
Tabela 8.5-2	Cinco aparelhos elétricos mais comumente usados durante o horário de pico 19h-20h em Fevereiro.....	8-24

Tabela 9.1-1	Custos de Investimento de DAS/DMS .....	9-1
Tabela 9.1-2	Custo de Investimento de AMI .....	9-2
Tabela 9.1-3	Custos Totais de Investimento do Projeto .....	9-3
Tabela 9.2-1	Procedimento de detecção de falha de corrente .....	9-4
Tabela 9.2-2	Procedimento de detecção de falha após a instalação do DAS/DMS .....	9-4
Tabela 9.2-3	Fator de potência na região metropolitana de Curitiba .....	9-8
Tabela 9.2-4	Dados e efeitos na região metropolitana de Curitiba na COPEL .....	9-9
Tabela 9.2-5	Efeito de redução de perdas não técnicas .....	9-10
Tabela 9.2-6	Comparação de funcionários de distribuição entre a COPEL e TEPCO.....	9-12
Tabela 9.3-1	TIRF do DAS/DMS .....	9-16
Tabela 9.3-2	TIRF de AMI.....	9-17
Tabela 9.3-3	TIRF AMI (Custos dos medidores inteligentes são compartilhados) .....	9-18
Tabela 9.3-4	TIRF Total do projeto .....	9-19
Tabela 9.3-5	EIRR DAS/DMS .....	9-21
Tabela 9.3-6	EIRR AMI.....	9-22
Tabela 9.3-7	EIRR DAS/DMS e AMI .....	9-23
Tabela 9.4-1	Quantidade de Geração de Energia Estimada de Gerador Diesel de Emergência.....	9-24
Tabela 9.4-2	Redução de Emissões de CO2 em Gerador Diesel.....	9-25
Tabela 9.4-3	Fator de Emissões de CO2 da Grade Nacional no Brasil.....	9-25
Tabela 9.4-4	Total da Quantidade de Geração Necessária na COPEL .....	9-26

## Lista de Figuras

Figura 1.3-1	Organograma da COPEL Distribution and TELECOM.....	1-2
Figura 1.3-2	Tendência da Geração e do Consumo de Energia.....	1-3
Figura 1.3-3	Tendência da Demanda Máxima e Taxa de Crescimento.....	1-3
Figura 1.3-4	Configuração do Sistema do DAS/AMI.....	1-8
Figura 2.1-1	Estrutura do Setor de Eletricidade no Brasil.....	2-3
Figura 2.1-2	Rede de Transmissão no Brasil.....	2-7
Figura 2.2-1	Estrutura de Acionistas da COPEL.....	2-10
Figura 2.2-2	Estrutura Organizacional da COPEL.....	2-11
Figura 2.2-3	Estrutura da Organização Financeira da COPEL.....	2-13
Figura 2.3-1	Localização dos Número de Escritórios de Vendas na Área Metropolitana de Curitiba.....	2-16
Figura 2.4-1	Equilíbrio de Eletricidade Estática (GW média).....	2-17
Figura 2.4-2	Consumo de Eletricidade por cada setor (TWh).....	2-18
Figura 2.4-3	Taxa de Crescimento Real Anual no estado do Paraná e no Brasil.....	2-19
Figura 2.4-4	Mediano Máxima de Demanda na Área da COPEL.....	2-19
Figura 2.4-5	Consumo de Energia por Cada Setor.....	2-20
Figura 2.4-6	Taxa Máxima de Demanda e Crescimento na Área da COPEL.....	2-20
Figura 2.5-1	Local da construção de 13.8kV e 69kV.....	2-23
Figura 2.5-2	Imagem do Software para Gerenciamento das Instalações.....	2-24
Figura 2.5-3	Dados Diários de Carga.....	2-24
Figura 2.5-4	Tela do resultado da Análise do Sistema de Distribuição.....	2-25
Figura 2.5-5	Tela de Planejamento do Sistema de Distribuição.....	2-26
Figura 2.5-6	Procedimento de atualização do mapa de planejamento do sistema de distribuição... ..	2-27
Figura 2.9-1	Região Metropolitana de Curitiba.....	2-41
Figura 2.9-2	Principais Áreas Metropolitanas no Brasil (2009).....	2-42
Figura 3.1-1	Estrutura do Projeto Rede Inteligente.....	3-2
Figura 3.1-2	Relação dos Projetos Rede Inteligente.....	3-2
Figura 3.1-3	Localização das Companhias de Distribuição.....	3-3
Figura 3.1-4	Processo de seleção.....	3-7
Figura 3.2-1	Visão Geral Conceitual da Comunidade Inteligente.....	3-8
Figura 3.3-1	LBS na Região de Curitiba.....	3-10
Figura 3.3-2	LBS e Capacitor na Região da Fazenda Rio Grande.....	3-11
Figura 3.3-3	Painéis PV na Região da Fazenda Rio Grande.....	3-12
Figura 3.3-4	Bateria na Região da Fazenda Rio Grande.....	3-13
Figura 3.3-5	Inversores na Região da Fazenda Rio Grande.....	3-13
Figura 3.3-6	Controlador do Banco Capacitores na Região da Fazenda Rio Grande.....	3-14
Figura 3.3-7	Religador Mecânico Antigo na Região da Fazenda Rio Grande.....	3-14
Figura 3.3-8	Configuração do Regulador de Tensão na Região da Fazenda0 Rio Grande.....	3-15
Figura 3.4-1	Imagem da Tarifa de Tempo de Uso.....	3-17
Figura 4.1-1	Sistema de Transmissão de Energia no Brasil.....	4-2
Figura 4.1-2	Sistema de Transmissão no Estado do Paraná em 2013.....	4-3

Figura 4.1-3	Sistema de Transmissão em Curitiba em 2013 .....	4-4
Figura 4.1-4	Sistema de Transmissão em Curitiba em 2021 .....	4-5
Figura 4.1-5	Centro de Controle para gerenciar os sistemas de transmissão .....	4-6
Figura 4.2-1	Centro de Controle para gerenciar os sistemas de distribuição .....	4-7
Figura 4.2-2	Fazenda Rio Grande subestação .....	4-8
Figura 4.2-3	SAS na Subestação de Rio Branco do Sul .....	4-9
Figura 4.2-4	Painel de Relé na Subestação de Rio Branco do Sul .....	4-9
Figura 4.2-5	Painel de Controle na Subestação da Fazenda Rio Grande .....	4-10
Figura 4.3-1	Diagrama de Linha Simples de Subestação de Distribuição Típica de 69/34,5 kV e 13,8 kV na COPEL .....	4-11
Figura 4.3-2	Diagrama de Linha Simples da Linha de Distribuição de 34,5kV .....	4-12
Figura 4.3-3	LBS .....	4-14
Figura 4.3-4	Religador Mecânico Antigo .....	4-15
Figura 4.3-5	Exemplo de Linha de Distribuição Típica na COPEL .....	4-16
Figura 4.3-6	Transformador .....	4-18
Figura 4.3-7	Poste Elétrico .....	4-20
Figura 4.3-8	Regulador de Tensão .....	4-20
Figura 4.3-9	Banco de Capacitores .....	4-22
Figura 4.3-10	Supressor de surtos tipo Polímero e ZnO .....	4-23
Figura 4.3-11	Distância de Segurança na COPEL (NTC856004) .....	4-24
Figura 4.4-1	Diagrama da Rede Local .....	4-25
Figura 4.5-1	Rede de Fibra Ótica Central da COPEL .....	4-27
Figura 4.5-2	Sistema de Transmissão Central da COPEL .....	4-28
Figura 4.5-3	Rede de IP de Telecomunicações da COPEL .....	4-29
Figura 4.5-4	Rede de Fibra Ótica de Acesso na Cidade de Curitiba .....	4-30
Figura 4.5-5	Diagrama de Configuração do Sistema FTTB .....	4-31
Figura 4.5-6	Centro de Telecomunicações da COPEL .....	4-31
Figura 4.5-7	Sistema SCADA existente .....	4-32
Figura 4.6-1	Medidos típicos na COPEL .....	4-35
Figura 4.7-1	Parcelas dos componentes de custo nas supostas contas de eletricidade R\$100 (média em 2006) .....	4-37
Figura 4.7-2	Revisão das Tarifas e Períodos de Reajuste da COPEL .....	4-41
Figura 4.8-1	Centro de Controle de 3 camadas existente na COPEL .....	4-44
Figura 4.9-1	Área de Operação do Sistema de Distribuição na COPEL .....	4-45
Figura 4.9-2	Estrutura para a Operação de Distribuição Existente .....	4-45
Figura 4.9-3	Disposição das Caixas de Controle na SDL da COPEL .....	4-46
Figura 4.9-4	Área de Operação do Sistema de Distribuição na SDL da COPEL .....	4-46
Figura 4.9-5	Estrutura de Conexão da Informação .....	4-47
Figura 4.9-6	Centro de Controle de Distribuição e Caixa de Controle .....	4-48
Figura 4.9-7	Estrutura para a Operação do Sistema de Energia Existente .....	4-48
Figura 4.9-8	Estrutura da Manutenção com as Instalações existentes na Área Metropolitana de Curitiba .....	4-49
Figura 4.9-9	Edifício de Manutenção de Transformador e Edifício de Testes de Medidor .....	4-50
Figura 4.9-10	Veículos para o Trabalho de Manutenção (Veículo com Cesto Aéreo, Veículo com Transformador de Emergência) .....	4-50

Figura 4.9-11	Centro de Materiais (Material para Torre de Transmissão e Poste de Distribuição) .....	4-51
Figura 5.3-1	Conceito dos Projetos Propostos .....	5-6
Figura 6.2-1	O sistema completo .....	6-4
Figura 6.2-2	Instalações do Centro de Controle .....	6-5
Figura 6.2-3	Disposição de ALBS no alimentador de distribuição na cidade de Curitiba .....	6-10
Figura 6.2-4	Disposição de ALBS no alimentador de distribuição na região Metropolitana de Curitiba .....	6-10
Figura 6.3.1-1	Visão Geral das 4 Seções com 3 Pontos em Loop.....	6-16
Figura 6.3.1-2	Visão Geral das 6 Seções com 3 Pontos em Loop .....	6-20
Figura 6.3.1-3	Conceito da Visão Geral do Raio na Área de Abastecimento em 1 Alimentador nas Áreas Suburbanas.....	6-21
Figura 6.3.2-1	Conceito do Centro de Controle .....	6-22
Figura 6.3.2-2	Configuração do Centro de Controle .....	6-22
Figura 6.3.2-3	Visor do Mapa .....	6-23
Figura 6.3.2-4	Configuração do sistema (Comunicações Caso 1 e Caso 2).....	6-24
Figura 6.3.3-1	Construção da Subestação .....	6-29
Figura 6.3.4-1	Proteção de falha de aterramento existente na COPEL.....	6-32
Figura 6.3.4-2	Proteção de falha de aterramento no sistema de distribuição japonês .....	6-32
Figura 6.3.4-3	Configuração da Unidade de Controle de Baixa .....	6-34
Figura 6.3.5-1	Conceito da Visão Geral a Reutilização de Religadores .....	6-35
Figura 6.3.7-1	Esquema Básico do Sistema PV conectado à rede .....	6-41
Figura 6.3.8-1	Rede de telecomunicação para este projeto.....	6-44
Figura 6.3.8-2	Topologia do Sistema Óptico Multi-hop.....	6-45
Figura 6.3.8-3	Topologia do Sistema PON (Rede Óptica Passiva) .....	6-46
Figura 6.3.9-1	Método de detecção de tensão .....	6-49
Figura 6.3.9-2	Método de detecção de corrente .....	6-50
Figura 6.3.9-3	Procedimento de detecção de falha proposto para a COPEL .....	6-52
Figura 6.4-1	Linha de interconexão de 13,8 kV .....	6-53
Figura 6.4-2	Instalação do LBS e da RTU .....	6-53
Figura 6.4-3	RTU em um poste .....	6-53
Figura 6.4-4	Cabo de Fibra Óptica Aéreo .....	6-54
Figura 6.4-5	Cabo de Fibra Óptica .....	6-54
Figura 6.4-6	Gabinete para Junção (tipo 4 cabos) .....	6-55
Figura 6.4-7	Trabalho de Instalação no poste .....	6-55
Figura 6.4-8	Proteção de falha de aterramento existente e relé de falha de aterramento direccional proposto.....	6-56
Figura 6.4-9	Instalação do CVT na subestação existente.....	6-56
Figura 6.4-10	Cubículo com Rack Suspenso para 67SEF .....	6-57
Figura 7.1-1	Organograma da COPEL Distribution .....	7-1
Figura 7.1-2	Organograma da SED.....	7-2
Figura 7.1-3	Organograma de Distribuição da COPEL .....	7-3
Figura 7.2-1	Organograma do SDL.....	7-7
Figura 7.2-2	Instalações de Teste para Verificação dos Equipamento Instalados (LBS e RC).....	7-9
Figura 7.2-3	Equipamento de Segurança Equipamento de Isolamento .....	7-9

Figura 7.2-4	Instalações de Treinamento .....	7-10
Figura 7.3-1	Imagem do fluxo de financiamento.....	7-11
Figura 7.3-2	Estrutura Organizacional para os Projetos de Distribuição (Caso 1) .....	7-12
Figura 7.3-3	Estrutura Organizacional para os Projetos de Distribuição (Caso 2) .....	7-13
Figura 7.5-1	Estrutura O&M Proposta em Condições Normais.....	7-22
Figura 7.5-2	Estrutura proposta de Estrutura O&M em Acidente Elétrico .....	7-23
Figura 8.1-1	Imagem conceitual do Projeto de Rede Inteligente .....	8-1
Figura 8.2-1	Organograma da COPEL em termos das considerações ambientais do Projeto .....	8-10
Figura 8.3-1	Áreas de Proteção Ambiental na Área Metropolitana de Curitiba.....	8-11
Figura 8.3-2	Vegetação na Área Metropolitana de Curitiba.....	8-12
Figura 8.3-3	Comunidades Indígenas e Quilombolas na Área Metropolitana de Curitiba .....	8-13
Figura 8.5-1	Imagem conceitual da rede residencial do Projeto de Rede Inteligente .....	8-25
Figura 9.2-1	Efeito de redução do tempo da interrupção do fornecimento pelo DAS/DMS .....	9-4
Figura 9.2-2	Cálculo do desequilíbrio de carga.....	9-6
Figura 9.2-3	Relação entre S, P e Q.....	9-7
Figura 9.2-4	Melhoria do fator de Potência por potência reativa indutiva.....	9-7
Figura 9.2-5	Cálculo de Redução de Perdas .....	9-8
Figura 9.2-6	Modelo para o cálculo da queda de tensão.....	9-9
Figura 9.2-7	Conceito de uma falha de banco na subestação da COPEL .....	9-12
Figura 9.2-8	Explicação do aumento do nível de operação da subestação .....	9-13
Figura 9.2-9	Expansão de EMS no sistema existente .....	9-14



## Capítulo 1    **Resumo do Projeto**

### 1.1 Cenário do Estudo

A Cidade de Curitiba, a capital do Estado do Paraná, localizada no sudeste do Brasil, desenvolveu áreas urbanas ambientalmente amigáveis desde os anos 1960 e é reconhecida mundialmente como uma cidade futurística, levando o meio-ambiente em consideração com diversas políticas, como um sistema de transporte de ônibus rápido, introduzido pela primeira vez no mundo com base no plano de uso de terra funcional e promoção de educação ambiental exclusiva através de coleta seletiva de lixo. Enquanto a eletrificação na Região Metropolitana de Curitiba centralizada em torno da Cidade de Curitiba atingiu quase 100%, a perda da distribuição chega a 8% e o tempo de queda de energia anual por cliente é de aproximadamente 660 minutos, maior que a média nacional, de aproximadamente 600 minutos por ano (aproximadamente 9 minutos por ano no Japão). Assim, o aprimoramento da eficiência e a estabilização do fornecimento de energia elétrica juntamente com a urbanização é um problema urgente, enquanto recentemente a população se muda das áreas adjacentes fazendo a industrialização progredir rapidamente.

O Estado do Paraná reforçou ações no campo das medidas corretivas contra o aquecimento global e a biodiversidade, com relação ao desenvolvimento de uma cidade ambientalmente sustentável, tornando a Região Metropolitana de Curitiba um modelo. Além disso, o Estado possui um plano para utilizar energia limpa e promover a eficiência da utilização da energia levando em consideração o meio ambiente com o lançamento da rede inteligente com duas cidades, incluindo a Cidade de Curitiba, já tendo começado as ações. A Companhia Paranaense de Eletricidade (COPEL), que fornece energia elétrica para todo o estado, decidiu promover o lançamento da energia reutilizável, reduzir a queda e melhorar a confiabilidade do fornecimento de energia e planeja investir aproximadamente US\$ 330 milhões no campo da rede inteligente em 2014. Este trabalho pode reduzir a perda de produção e o tempo de queda e melhorar a confiabilidade do fornecimento de energia através do lançamento das tecnologias de redes inteligentes, como a automação da distribuição, efetiva em reduzir o tempo de queda para ela tenha prioridade no plano de investimentos da COPEL. Além disso, o Governo Brasileiro organizou um grupo de trabalho para promover a estabilização do fornecimento de energia, espalhar as fontes de energia elétrica dispersas e o uso eficiente da energia e examinou o projeto institucional concreto. Este trabalho de introdução de uma rede inteligente na Região Metropolitana de Curitiba irá elevar ainda mais sua reputação como uma famosa cidade ambiental no Brasil e será marcado como uma ação avançada pelo Governo Federal.

### 1.2 Objetivos

Este estudo tem como finalidade formular um novo projeto de carga de ienes reduzindo a perda de distribuição com uma rede de distribuição avançada e melhorando a confiabilidade do abastecimento elétrico. Especificamente, os estudos como propostas, resumos, custos de projeto, sistemas de implementação, sistemas de operação e manutenção e considerações ambientais e sociais necessárias para examinar o trabalho como o projeto de cooperação do Japão são conduzidos.

### 1.3 Resumo do estudo

#### 1.3.1 Visão Geral da COPEL

##### 1) Organização

A estrutura organizacional da COPEL é mostrada a seguir.

As organizações relacionadas neste projeto são a COPEL Distribution S.A. e a COPEL Telecommunication S.A. Estas são empresas subsidiárias da COPEL Holdings (matriz), que possui outras companhias, como a COPEL Generation and Transmission. As contas financeiras das companhias são consolidadas.

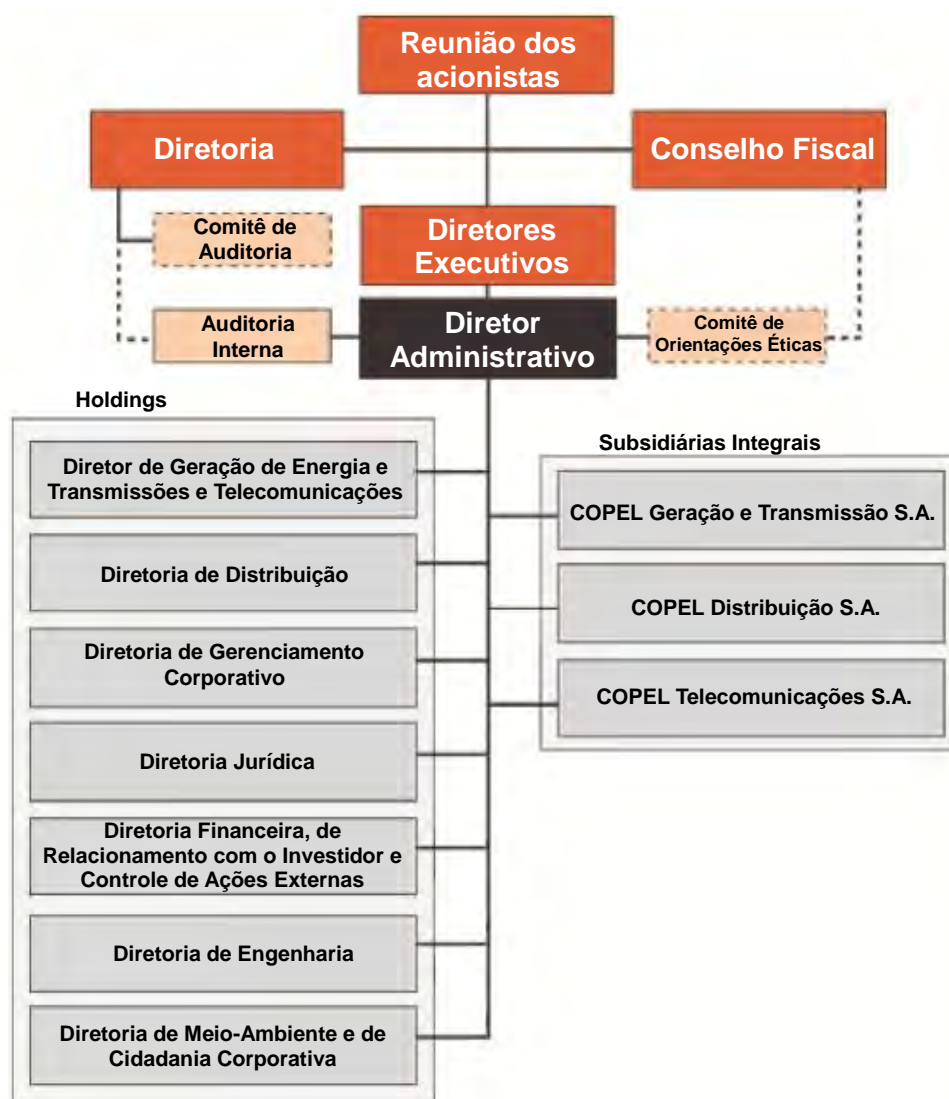


Figura 1.3-1 Organograma da COPEL Distribution and TELECOM

(Fonte: RELATÓRIO ANUAL E DECLARAÇÃO FINANCEIRA DA COPEL DE 2010)

##### 2) Geração e consumo de energia

Em relação à situação do equilíbrio de demanda e fornecimento no Brasil, o fornecimento atualmente

é suficiente para atender sua demanda com base no “Plano de Expansão de Energia 2030” (PDE 2020). O abastecimento no Estado do Paraná também é suficiente para atender à sua demanda, porque a linha de transmissão está conectada por todo o Brasil.

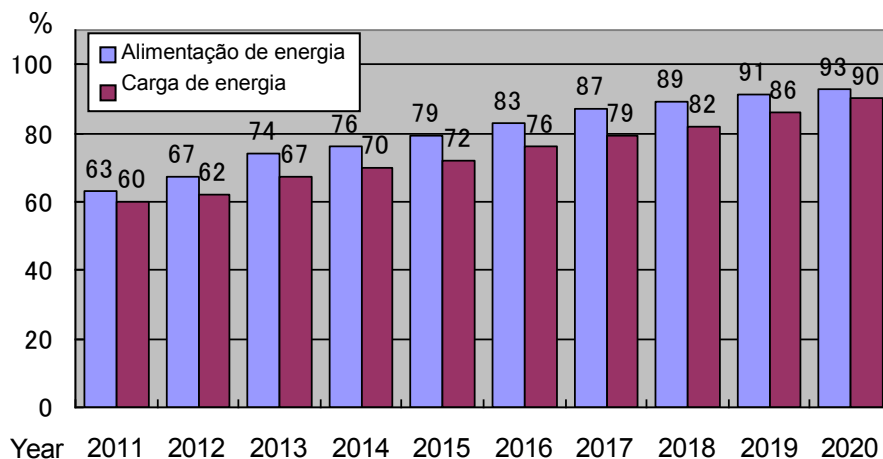


Figure 1.3-2 Tendências da Geração e do Consumo de Energia

(Fonte: PDE 2020)

O consumo de energia no Estado do Paraná é mostrado na Figura 1.3-3.

Estima-se que a taxa de crescimento da demanda de energia na Região Metropolitana de Curitiba aumente de 4% a 6% no futuro.

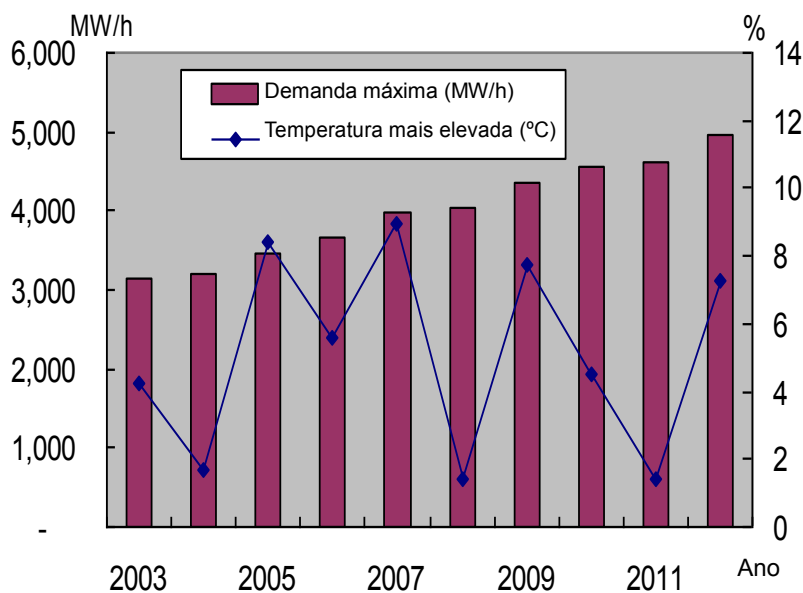


Figura 1.3-3 Tendências da Demanda Máxima e Taxa de Crescimento

(Fonte: Equipe de Pesquisa JICA)

## 3) Distribuição

## (1) Situação da Queda na COPEL

SAIDI e SAIFI da COPEL nos últimos 5 anos são mostrados na Tabela 1.3-1.

Tabela 1.3-1 SAIDI e SAIFI na COPEL

Ano	SAIDI (horas)	SAIFI (Nº. de quedas)
2008	12.19	10.69
2009	12.91	11.03
2010	11.46	9.46
2011	10.64	8.26
2012	10.25	7.84

(Fonte: Material da COPEL)

## (2) Perda da distribuição

De acordo com a entrevista a COPEL, a COPEL não mede as perdas técnicas independentemente. No entanto, a COPEL tem o dever de relatar as perdas técnicas e comerciais para a ANEEL anualmente com base na fórmula da ANEEL.

A tabela a seguir mostra os limites de regulamentação e a situação da COPEL em 2012 com base na fórmula da ANEEL.

Tabela 1.3-2 Limites da ANEEL para Perda Técnica e Comercial

	Regulamentação ANEEL (%)	Situação da COPEL em 2012 com base na Fórmula ANEEL (%)
Perda Técnica	6.40	6.40
Perda Comercial	1.40	2.05
Total	7.80	8.45

(Fonte: Material da COPEL)

## (3) Queda de tensão

As quedas de tensão médias na área urbana (Cidade de Curitiba) e nas áreas suburbanas (outras áreas exceto a Cidade de Curitiba: 23 Municípios) em FY 2012 foram de 2,19% e 4,50%, respectivamente.

A Tabela a seguir mostra os resultados da análise de transição em queda de tensão para os próximos 10 anos com base em uma assunção de que a demanda de eletricidade cresça a 6% por ano. Os detalhes são apresentados em 6.3.5 no Capítulo 6.

Tabela 1.3-3 Tendência da Queda de Tensão na COPEL

	Queda de Tensão (V)	
	Cidade (Cidade de Curitiba)	Area Local (23 Municípios)
Taxa de aumento	6%	4%
2012	302	621
2013	328	688
2014	356	759
2015	386	832
2016	417	908
2017	451	987
2018*	486	916
2019	524	995
2020	563	1,078
2021	605	1,164
2022	650	1,253

\* 2018 é o ano inicial para operar o Projeto e a melhoria (0,91 -> 0,98) por Capacitor está incluída

(Fonte: Equipe de Pesquisa JICA)

#### (4) Fator de energia

O fator de energia médio na área urbana (Cidade de Curitiba) é de 0,94, que está dentro do valor padrão (mais de 0,92). Por outro lado, os das áreas suburbanas (outras áreas exceto a Cidade de Curitiba: 23 Municípios) é de 0,91, que não satisfaz ao padrão.

O fator de energia na Região Metropolitana de Curitiba é distribuído conforme mostrado na Tabela 1.3-4 e os detalhes são apresentados em 2.8.3, no Capítulo 2 e 9.2.2 no Capítulo 9.

Tabela 1.3-4 Fator de Energia nos Alimentadores de Distribuição

Fator de energia	< 0,85	0,86 – 0,9	0,91 – 0,95	0,96 <
Nº. de alimentadores	37	71	130	116
Média	0,91			

(Fonte: Material da COPEL)

### 1.3.2 Local do projeto

A área alvo do projeto finalmente foi definida como 23 municípios e a Cidade de Curitiba, com base na solicitação da COPEL.

As características das 24 cidades são explicadas conforme demonstrado na Tabela 1.3-5.

Tabela 1.3-5 Indicadores Sócio-Econômicos dos Municípios

Municípios	Indicadores Sócio-Econômicos									Indicadores de Eletricidade (Quantidade - Qualidade - Custo Financeiro)											
	População Total	População Urbana	População Rural	Área (Km2)	Densidade Populacional (Hab./Km2)	Distância da Capital (Km)	GDP/capita (R\$)	No. de Estab. (2011)	Valor de Investim. (Milhões R\$)	No. de Escri. (2011)	No. de Sub. (2011)	Indicadores de Eletricidade (Consumidores)	Consumidores	Qualidade (Energia kWh)	SAIFI (No. por No. consumidor)	SAIDI (Horas por No. consumidor)	Custo Financeiro (R\$ por No. consumidor)	No. de Multas (2011)	Multa (R\$) (2011)	Multa (R\$) (2012)	
1 Adolfo Bevilacqua	6.378	2.060	4.316	134,33	46,8	13,99	9.860	79	300,00	0	0	2.250	2,25	4,84	4,09	26,26	2,99	22,99	22,99	22,99	
2 Agudos do Sul	6.270	2.822	3.448	341,34	18,38	4,04	9.853	9	340,00	0	0	2.250	2,25	4,84	4,09	26,26	2,99	22,99	22,99	22,99	
3 Almirante Tamandaré	10.254	8.992	1.262	191,84	53,52	2,78	6.826	13	130,00	0	0	2.250	2,25	4,84	4,09	26,26	2,99	22,99	22,99	22,99	
4 Antonina	6.304	2.043	4.261	341,33	18,38	4,04	9.853	71	340,00	0	1	2.250	2,25	4,84	4,09	26,26	2,99	22,99	22,99	22,99	
5 Araucária	8.219	2.822	5.397	191,84	42,89	2,78	6.826	13	130,00	0	0	2.250	2,25	4,84	4,09	26,26	2,99	22,99	22,99	22,99	
6 Assaí	103.204	98.826	4.378	191,84	53,52	2,78	6.826	13	130,00	0	0	2.250	2,25	4,84	4,09	26,26	2,99	22,99	22,99	22,99	
7 Araucária do Sul	119.124	102.511	16.613	191,84	53,52	2,78	6.826	13	130,00	0	0	2.250	2,25	4,84	4,09	26,26	2,99	22,99	22,99	22,99	
8 Arapongas	11.308	6.874	4.434	341,33	18,38	4,04	9.853	25	340,00	0	0	2.250	2,25	4,84	4,09	26,26	2,99	22,99	22,99	22,99	
9 Batel	10.987	5.129	5.858	341,33	18,38	4,04	9.853	180	330,00	0	0	2.250	2,25	4,84	4,09	26,26	2,99	22,99	22,99	22,99	
10 Castro	38.765	31.964	6.801	540,63	72,88	12,28	12.876	688	192,74	15,00	0	15.565	15,56	33,88	18,884	49,687	15,453	45,771	36,122	45,771	
11 Curitiba	24.842	19.549	5.293	278,21	89,28	32,47	7.483	33	474,74	15,00	0	8.189	8,18	16,89	19,862	29,915	43,437	39,099	68,053	68,053	
12 Curitiba - Centro Cívico	16.988	4.898	12.090	341,33	18,38	4,04	9.853	192	224,24	15,00	0	5.870	5,87	12,07	14,485	34,312	45,511	46,947	46,947	46,947	
13 Curitiba - Centro Industrial	212.969	203.269	9.700	1.099,20	17,30	1,45	7.542	3.478	33,33	1,62	7	73.747	73,74	150,00	12,17	5,95	15,45	7,817	8,999	5,343	20,421
14 Curitiba - Fátima	15.894	9.231	6.663	300,57	54,20	18,45	9.388	224	48,88	0	0	5.752	5,75	12,07	14,485	17,87	20,63	3,457	3,476	3,476	
15 Curitiba - Jardim Botânico	751.902	51.902	700.000	435,56	104,16	24,76	24.720	58.833	35,57	1,62	0	44.070	44,07	87,03	44,83	5,915	8,89	7,820	6,203	5,331	
16 Curitiba - Jardim das Américas	5.724	2.222	3.502	78,20	72,88	13,62	13,62	48	98,57	212,00	0	2.056	2,05	4,33	4,915	30,63	11,88	35,28	35,28	35,28	
17 Curitiba - Jardim das Américas - Zona Sul	23.822	19.956	3.866	320,18	76,30	23,70	7.416	357	59,97	0	0	7.803	7,80	16,33	18,298	20,631	21,222	1,095	28,030	3,369	
18 Curitiba - Jardim das Américas - Zona Norte	44.987	27.221	17.766	171,10	207,75	11,44	21,89	98,7	1,29	10,00	1	16.379	16,37	33,46	33,192	30,621	41,491	86,692	69,269	25,000	
19 Curitiba - Jardim das Américas - Zona Leste	22.228	7.465	14.763	381,32	60,16	15,52	10,445	597	75,54	4,30	1	8.639	8,63	17,24	17,363	23,916	30,31	31,225	25,976	28,956	
20 Curitiba - Jardim das Américas - Zona Oeste	117.008	117.008	0	61,18	1.962	32,59	20,129	3.181	418,12	4,30	1	43.461	43,46	87,38	87,23	11,461	0,08	0,02	69,269	68,687	
21 Curitiba - Jardim das Américas - Zona Centro	93.207	45.738	47.469	225,24	426,35	22,52	11,10	754	212,12	0	0	26.224	26,22	52,56	52,679	16,321	21,88	25,979	79,727	49,583	
22 Curitiba - Jardim das Américas - Zona Centro-Sul	19.853	17,942	1,911	181,29	112,593	25,102	27,510	412	424,23	4,30	1	7.390	7,39	14,78	14,789	11,532	14,244	18,021	18,131	16,524	
23 Curitiba - Jardim das Américas - Zona Centro-Norte	17.088	4,393	12,695	446,84	38,993	8,710	6,974	212	59,35	1,58	4	6.388	6,38	12,77	12,779	21,880	0,07	39,716	61,099	3,369	
24 Curitiba - Jardim das Américas - Zona Centro-Oeste	30.650	22,045	8,605	816,73	37,722	15,28	36,610	423	292,62	0	0	10.797	10,79	21,59	21,598	32,414	34,38	91,822	92,981	21,928	
25 Curitiba - Jardim das Américas - Zona Centro-Sul	264.210	236.895	27.315	944,20	289,38	30,911	18,607	5.965	113,75	1,54	2	99.552	99,55	199,10	20,74	10,080	30,71	16,676	57,560	0,149	
26 Curitiba - Jardim das Américas - Zona Centro-Norte	1.230.749	275.174	955.575	671,71	22,42	33,89	71,10	2.281	1,41	1,71	15	6.118	6,11	12,23	12,231	14,98	22,98	33,283	36,192	11,576	
27 Curitiba - Jardim das Américas - Zona Centro-Sul	6.256	2.792	3.464	671,71	9,91	79,21	10,62	115	0	0	2	2.196	2,19	4,414	30,71	76,55	9,554	50,263	50,263	50,263	

Fonte: Estatística Populacional-IBGE 99, 14 Senso 2010, 74 Área-ITC, 28, 40 Taxa de Dependência Populacional e Pobreza ( 2010 ) , GDP per Capita (2009) -IBGE/IPARDES, Nº. de Estabelecimentos-RAIS ( 2011 ) , Valor de Investimento - Secretaria de Estado do Planejamento e 6.249,819 33,106 Coordenação Geral, e Indicadores de Eletricidade -COPEL ( 2012 ) .

Fonte: Estatística Populacional-IBGE (Censo 2010), Área-ITC, Taxa de Dependência Populacional e Pobreza ( 2010 ) , GDP per Capita (2009) -IBGE/IPARDES, Nº. de Estabelecimentos-RAIS ( 2011 ) , Valor de Investimento - Secretaria de Estado do Planejamento e 6.249,819 33,106 Coordenação Geral, e Indicadores de Eletricidade -COPEL ( 2012 ) .

Nota: 1) Agências de negócios, Como lojas, empresas, fazenda agrícola  
2) Valor de investimento comprometido, em dois anos no programa de incentivo de investimento do Estado do Paraná (Paraná Competitivo), de 12/2012.



### 1.3.3 Projeto proposto

Os projetos propostos com base nas necessidades da COPEL são de DAS/DMS, Relé de proteção para falha de aterramento e AMI.

A área alvo e o cronograma de instalação são mostrados na tabela a seguir.

O medidor inteligente para o AMI é recomendado para aplicação em 30% dos clientes residenciais na Cidade de Curitiba com base no debate com a COPEL (Consulte o Capítulo 5).

Tabela 1.3-6 Projetos Propostos

	Projeto proposto e plano de instalação	
	1ª Instalação (2014-2017)	2ª Instalação (Expansão) (2018- 2019)
1. DAS /DMS	1 Centro de controle Equipamento de distribuição para a Região Metropolitana de Curitiba (23 cidades)	Equipamento de distribuição para a Cidade de Curitiba
2. Relé de proteção para falha de aterramento	50 subestações (Região Metropolitana de Curitiba e Cidade de Curitiba)	
3. AMI	120.000 clientes residenciais na Cidade de Curitiba	100.000 clientes residenciais na Cidade de Curitiba
4. EMS / energia renovável / Bateria	Estudo	Continua o estudo
5. DR	Estudo	Continua o estudo
6. EV	Estudo	Continua o estudo
7. BEMS	Estudo	Continua o estudo
8. HEMS	Estudo	Continua o estudo

(Fonte: Equipe de Pesquisa JICA)

A configuração do sistema proposto é mostrada na figura a seguir.

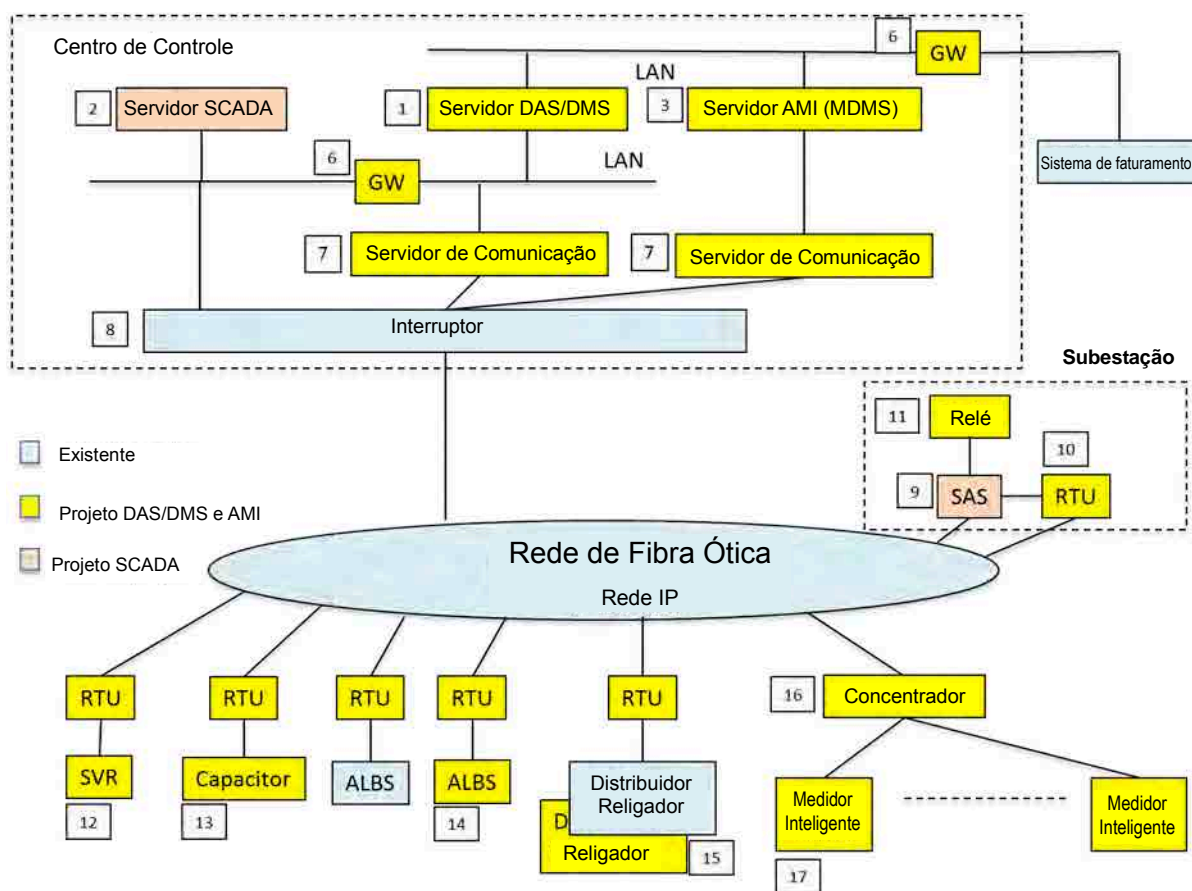


Figura 1.3-4 Configuração do Sistema do DAS/AMI

(Fonte: Equipe de Pesquisa JICA)

Observações: O SCADA existente para monitorar e controlar subestações é antigo e a capacidade não é suficiente, portanto uma substituição será planejada como um projeto diferente da COPEL.

### 1.3.4 Escopo e custo do projeto

O escopo deste projeto para a Cidade e a região metropolitana de Curitiba é mostrado na Tabela 1.3-7.



Tabela 1.3-7 Escopo do Projeto

Sistema / instalações	Quantidade
DAS / DMS	1 sistema (Sistema Dual)
AMI	1 sistema (Sistema Dual)
M-RTU	50 conjuntos
Relé de proteção e rede de adaptação	50 conjuntos
RTU	1.753 unidades
SVR	120 unidades
Capacitor	120 unidades
LBS	1.753 unidades
RTU para Religadores existentes	528 unidades
Concentrador	2.200 unidades
<i>Smart Meter</i> (Medidor Inteligente)	220.000 unidades
Linha de distribuição OH (para loop)	360 km
Fibra ótica	4.122 km

(Fonte: Equipe de Pesquisa JICA)

### 1.3.5 Benefícios deste projeto

Os efeitos a seguir podem ser esperados com a aplicação deste projeto.

- 1) Redução da duração da queda
- 2) Redução de perdas técnica
- 3) Redução de perdas comerciais
- 4) Economia na construção de geração de energia e a transmissão
- 5) Redução do custo operacional / manutenção
- 6) Redução na emissão de CO<sub>2</sub>
- 7) Economia na construção da subestação
- 8) Expansão para projeto futuro / negócio da COPEL

Os efeitos resumidos são mostrados na tabela a seguir.

Tabela 1.3-8 Benefícios e Efeitos do Projeto

Benefício	Efeito	Resultado do Efeito
1. Redução da duração da queda	80%	10.25H → 2.05H
2. Redução de perdas técnica	1.35%	6,40% → 5,05%
3. Redução de perdas comerciais	70%	2,05% → 0,62%
4. Economia na construção de geração de energia e a transmissão	Carga de pico pode ser reduzida ao cortar a carga residencial, para isso a construção da geração de energia para pico pode ser economizada.	220MW → 0MW Como efeito da redução
5. Redução do custo operacional / manutenção	A seção com falha é isolada automaticamente, assim as equipes de manutenção podem ser economizadas. DAS/DMS pode reduzir o trabalho administrativo	COPEL <Para referência> Nº. de clientes: 4 milhões (28 milhões) Vendas: 27GWh (293 GWh) Funcionários: 7.169 (5.521) ( ): Dados TEPCO
6. Redução da Emissão de CO2	Efeito pela redução da duração de queda Efeito pela redução de perda técnica	60,423 ton CO2 / ano → 0 ton CO2 / ano Como efeito da redução
7. Economia na construção da subestação	A operação máxima pode ser aumentada em até 13% (70% ⇒ 83%)	33 subestações → 28 subestações 5 subestações podem ser economizadas durante 20 anos
8. Expansão para projeto futuro / negócio da COPEL	Novo negócio pela utilização de fibra ótica e medidores inteligentes	Fácil para expandir para DR e EMS

(Fonte: Equipe de Pesquisa JICA)

### 1.3.6 Avaliação econômica

#### 1) Custo do projeto

O custo de investimento total do projeto é de R\$ 463 milhões, conforme mostrado na Tabela 1.3-9.

Tabela 1.3-9 Custo de investimento total do projeto (Unidade: milhares de reais [R\$])

Item	Total	2015	2016	2017	2018	2019	2020
<b>I Aquisição / Construção</b>	<b>292.314</b>	<b>0</b>	<b>107.623</b>	<b>144.445</b>	<b>25.480</b>	<b>14.765</b>	<b>0</b>
Equip. de Campo de Distribuição	85.982	0	31.086	25.136	18.175	11.589	0
Linha OH 13kV	41.400	0	18.182	23.218	0	0	0
Cabo Óptico	33.718	0	14.225	19.493	0	0	0
Subestação 138/13.8kV	19.344	0	7.918	8.967	0	2.459,016	0
DAS	16.026	0	14	15.258	741	14	0
AMI (Medidor Inteligente e MDMS)	81.919	0	31.073	45.495	5.351		0
Custo Base	278.394	0	102.498	137.567	24.267	14.062	0
Contingência Física	13.920	0	5.125	6.878	1.213	703	0
<b>II Serviços de Consultoria</b>	<b>20.997</b>	<b>4,045</b>	<b>5,268</b>	<b>4,968</b>	<b>4,542</b>	<b>1,784</b>	<b>390</b>
Custo Base	19.998	3,853	5,017	4,731	4,326	1700	371
Contingência Física	1,000	193	251	237	216	85	19
<b>A. Total (1+11)</b>	<b>313.011</b>	<b>4,045</b>	<b>112,891</b>	<b>149,413</b>	<b>30,022</b>	<b>16,550</b>	<b>390</b>
<b>a Aquisição de Terra</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>b Custo de Administração</b>	<b>15.666</b>	<b>202</b>	<b>5.645</b>	<b>7.471</b>	<b>1,501</b>	<b>827</b>	<b>20</b>
<b>c Impostos</b>	<b>133.931</b>	<b>366</b>	<b>49.517</b>	<b>66,955</b>	<b>16,205</b>	<b>865</b>	<b>23</b>
<b>B. Total (a+b+c)</b>	<b>149,597</b>	<b>568</b>	<b>55,162</b>	<b>74,426</b>	<b>70,707</b>	<b>1,692</b>	<b>42</b>
<b>TOTAL (A + B)</b>	<b>462,908</b>	<b>4,613</b>	<b>168,053</b>	<b>223,839</b>	<b>47,729</b>	<b>18,242</b>	<b>432</b>

(Source: Equipe de Pesquisa JICA)

## 2) Avaliação financeira (FIRR)

Com base nos custos de investimento do projeto descritos em 9.1 e nos efeitos do projeto explicados em 9.2, o projeto pode ser avaliado com o cálculo da taxa de retorno de financiamento interno (FIRR).

O FIRR do projeto total é de 8,5% conforme mostrado na Tabela 1.3-10.

Tabela 1.3-10 FIRR do projeto total

Ano	Investimento	Receitas ou Redução de Custos	Aumento dos Custos de Manutenção	Fluxo de Caixa
2015	4,614	0	0	-4,614
2016	168,053	0	0	-168,053
2017	223,839	5,618	2,201	-220,422
2018	47,729	22,220	4,410	-29,920
2019	18,241	23,315	4,484	591
2020	432	56,451	4,487	51,531
2021		39,460	4,487	34,973
2022		41,590	4,487	37,103
2023		43,848	4,487	39,360
2024		65,241	4,487	60,754
2025		48,778	4,487	44,290
2026		51,467	4,487	46,980
2027		54,317	4,487	49,830
2028		76,339	4,487	71,851
2029		60,542	4,487	56,054
2030		63,936	4,487	59,449
2031		67,535	4,487	63,048
2032		90,350	4,487	85,862
2033		75,393	4,487	70,905
2034		79,679	4,487	75,191
2035		84,222	4,487	79,735
2036		108,038	4,487	103,550
2037	-24,238	94,142	4,487	113,893
FIRR=				8.46%

(Source: Equipe de Pesquisa JICA)

### 1.3.7 Cronograma de implementação

Este projeto será implementado de 2014 a 2019 e o resumo do cronograma, incluindo o projeto (SCADA) projeto da COPEL e a preparação deste projeto são mostrados na tabela a seguir.

Tabela 1.3-11 Cronograma do projeto

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
DAS/DMS (Financeiro JICA)				Oscilação			
		Selecionar Consultor			DAS/DMS		
				Projeto	Fibra óptica		
		Pesquisa JICA		Licitação	Instalação da Subestação		2a Instalação
			L/A	Avaliação	Equipamentos		2a Instalação
AMI (Financeiro JICA)					MDMS (AMI)		
					Medidor Inteligente		2a Instalação
					Concentrador		2a Instalação

(Fonte: Equipe de Pesquisa JICA)

### 1.3.8 Análise Social e Ambiental

Os componentes do projeto necessários a serem considerados em termos de impacto ambiental e social são identificados como:

- Trabalhos de construção: instalação do equipamento nas subestações e nas linhas de distribuição
- Descarte de equipamentos velhos

O trabalho de construção nas subestações e linhas de distribuição não requer a aquisição de terras e o reassentamento de moradores, uma vez que não há construção de novas subestações, nem a expansão de subestações devido ao projeto. Neste sentido, impactos ambientais e sociais graves devido a este projeto não estão previstos.

Como resultado do escopo e na pesquisa adicional com base nas informações da COPEL e outros interessados, revisão de documentos e pesquisa local, alguns itens durante a construção da extensão da linha de distribuição e o descarte de resíduos são identificados apenas como impactos negativos menores. Estes podem ser aliviados por práticas normais de orientação de segurança pela COPEL. Nenhum impacto significativo está previsto em nenhuma questão.

Uma alternativa para este tipo de projeto, produzindo o mesmo nível de aprimoramento na confiabilidade do fornecimento de energia, é difícil de identificar. Sem este projeto, a expansão das instalações de geração de energia e subestações pode ser requerida no futuro, o que pode causar mais custos ambientais comparados com o projeto.

#### 1.4 Membro do estudo

O membro deste estudo consiste de 8 especialistas, conforme mostrado na Tabela 1.4-1.

Tabela 1.4-1 Membro do Estudo

Especialista	Nome	Empresa
1. Líder e Rede Inteligente	FUJISAWA Atsushi	Tokyo Electric Power Service Company (TEPSCO)
2. Subestação	KATO Kiyotaka	TEPSCO
3. Sistema de distribuição	FUJITANI Keiichi	Tokyo Electric Power Company (TEPCO)
4. Instalações de distribuição	FUJISAWA Yshitetsu	Shikoku Electric Power Company
5. Comunicação	YANASE Takashi	TEPCO
6. Instalação e Aquisição	NAKAMURA Minoru	TEPSCO
7. Análise Econômica	AOYAMA Toru	International Develop. Associates., Ltd.
8. Considerações Ambientais e Sociais	MISHIMA Mitsue	OPMAC Corporation

(Source: Equipe de Pesquisa JICA)

#### 1.5 Cronograma do estudo

As seguintes 3 pesquisas locais foram implementadas.

1) 1ª pesquisa

- Data: de 13/02/2013 a 04/03/2013
- Locais de visitação: MME, ANEEL, MCTI, MDIC, ANATEL, COPEL, e TECPAR

2) 2ª pesquisa

- Date: de 02/04/2013 a 29/04/2013
- Locais de visitação: Governo do Estado do Paraná, COPEL, etc.

3) 3ª pesquisa

- Data: de 03/06/2013 a 23/06/2013
- Locais de visitação: MME, ANEEL, Governo do Estado do Paraná, COPEL

## Capítulo 2 Visão Geral do Setor de Eletricidade

### 2.1 Sistema da Indústria de Eletricidade no Brasil

#### 2.1.1 Visão Geral Histórica da Indústria de Eletricidade no Brasil

Uma visão geral histórica da indústria de eletricidade no Brasil é resumida na Tabela 2.1-1.

Tabela 2.1-1 História da Indústria da Eletricidade no Brasil

Ano	Situação
1970s	O governo gerenciou o setor de eletricidade.
1980s	Construção de 15 grandes usinas hidroelétricas foi adiada devido à falta de fundos. (segunda metade da década)
1990s	A Lei Nº 8.631 foi promulgada para invalidar a equalização tarifária e fazer com que geradores e distribuidores tenham contratos entre eles. (1993) A Lei 9.074 foi promulgada para estabelecer o conceito de IPP e consumidores livres. (1995) A MME implementou e coordenou os projetos de reestruturação do setor de eletricidade. (1996) Consequentemente, a separação da geração, transmissão e distribuição tornou-se necessária. A ANEEL foi estabelecida para regular o setor de eletricidade. (1998) A ONS (Operadora do Sistema de Energia Nacional) foi estabelecida para operar o sistema elétrico nacional e o Mercado Atacadista de Energia Elétrica (MAE) para comercializar energia elétrica.
2000s	O novo presidente estabeleceu um modelo para regular o setor de energia por completo e a privatização de três subsidiárias da Eletrobrás foi interrompida devido a uma grave crise de eletricidade. (2001) A nova administração promulgou as leis 10.487 e 10.848 e a Resolução 5.163 com o objetivo de investimento privado de longo prazo e selecionar um modelo com forte concorrência. (2004) Foram estabelecidas a Empresa de Pesquisa de Energia (EPE), o Comitê de Monitoramento do Setor de Energia (CMSE), que avalia a segurança do fornecimento de energia continuamente e a Câmara de Comercialização de Eletricidade (CCEE), que apoia a continuação das atividades da MAE, juntamente com a comercialização de energia elétrica dentro do sistema interconectado.

(Fonte: Equipe de Pesquisa)

Até o início dos anos 90, o governo gerenciou o setor de eletricidade no Brasil. Nos anos 70, o governo implementou grandes projetos de energia. No entanto, na última metade dos anos 80, o modelo de corporação de propriedade do governo estava em risco porque as tarifas dependidas de muitas subsidiárias e falta de receita. Deste modo, a construção de quinze usinas hidroelétricas foi atrasada devido à escassez de fundos de investimento. A situação precisava de uma reforma e então a primeira reconstrução foi implementada para permitir a entrada de capital privado e melhorar a situação econômica.

A Lei 8.631 foi decretada em 1993. Ela invalidou a equalização tarifária e fez com que os geradores e distribuidores tivessem contratos de fornecimento entre eles. Além disso, a Lei 9.074 decretada em 1995

estabeleceu o conceito de Produtor de Energia Independente (PPI) e consumidores livres a fim de melhorar este efeito.

O Ministro de Minas e Energia (MME) implementou e coordenou o setor de eletricidade reestruturando projetos desde 1996. Consequentemente, concluiu-se que a desvinculação das companhias de energia elétrica, ou seja, a divisão de geração, transmissão e distribuição era necessária. Decidiu que a geração fosse comercializada (licitação) para promover a concorrência e a transmissão e distribuição fosse administrada pelo governo com regulamentação porque eles eram considerados monopólios naturais (a transmissão foi administrada pelo governo, mas a distribuição foi privatizada e concorrências de novas linhas de transmissão foram licitadas para que o setor privado participasse).

Uma organização para regular se tornou necessária e a ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) foi criada. Além disso, a ONS (Operadora Nacional do Sistema de Energia) para operar o sistema elétrico nacional e o Mercado Atacadista para Energia Elétrica (MAE) para negociar a energia elétrica foram estabelecidos.

Em 2001, o sistema de energia elétrica estava à beira de uma crise muito séria em fornecimento e a situação requeria a implementação de um plano de racionalização de energia elétrica. A crise elétrica trouxe dúvidas sobre os rumos aos quais do setor elétrico estava tomando. Assim, o novo presidente estabeleceu um modelo para regular o setor de energia elétrica completamente e a privatização das três subsidiárias da Eletrobrás foi paralisada. Mas, a nova administração decretou as Leis 10.487 e 10.848 em março de 2004 e a Resolução 5.163 em Julho do mesmo ano, visando um investimento privado em longo prazo e selecionou um modelo com grande concorrência. As instituições existentes foram mantidas e algumas foram reforçadas para que a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE), que avalia a segurança do fornecimento elétrico continuamente e a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), que dá suporte à continuidade das atividades do MAE acompanhados da comercialização de energia elétrica dentro do sistema interconectado foram estabelecidos.

### **2.1.2 Situação Atual do Setor de Energia Elétrica no Brasil**

#### **1) Perfil das Organizações de Administração no Setor de Energia Elétrica**

O MME possui uma responsabilidade global para o estabelecimento da política no setor de energia elétrica, enquanto que a ANEEL, que está ligada ao MME, é responsável pela regulamentação e padrão de especificação de energia elétrica brasileira.

O Conselho Nacional de Política de Energia (CNPE) constituída de ministros relacionados (o presidente é o Ministro de Minas e Energia) consiste de um conselho consultivo interministerial do Presidente do Brasil responsáveis pela formulação de políticas e diretrizes relacionadas à energia elétrica, e por garantir o fornecimento de matérias primas na geração de energia em áreas remotas do



Brasil enquanto que o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE) monitora e avalia a continuidade e segurança do fornecimento de energia no Brasil.

A ONS, que é uma operadora do sistema privado independente sem fins lucrativos, foi criada para operar, supervisionar e controlar a geração de energia dentro do Sistema Interligado Nacional (SIN), e gerenciar a rede de transmissão de energia brasileira. A ONS está sob o controle e regulamentação da ANEEL.

A CCEE tem obrigações de determinar o preço compulsório para diferenças ou preço para entrega imediata, executar os processos de contabilidade de energia, estabelecer as quantidades calculadas no processo de contabilização de energia financeiramente e preparar e executar licitações de energia elétrica dentro do ambiente de contratação regulamentada por delegação da ANEEL.

Finalmente, a EPE foi criada em 2004 com a missão específica de conduzir estudos e pesquisa a fim de fornecer informações secundárias para o monitoramento do setor de energia brasileiro e atividades de planejamento em longo prazo.

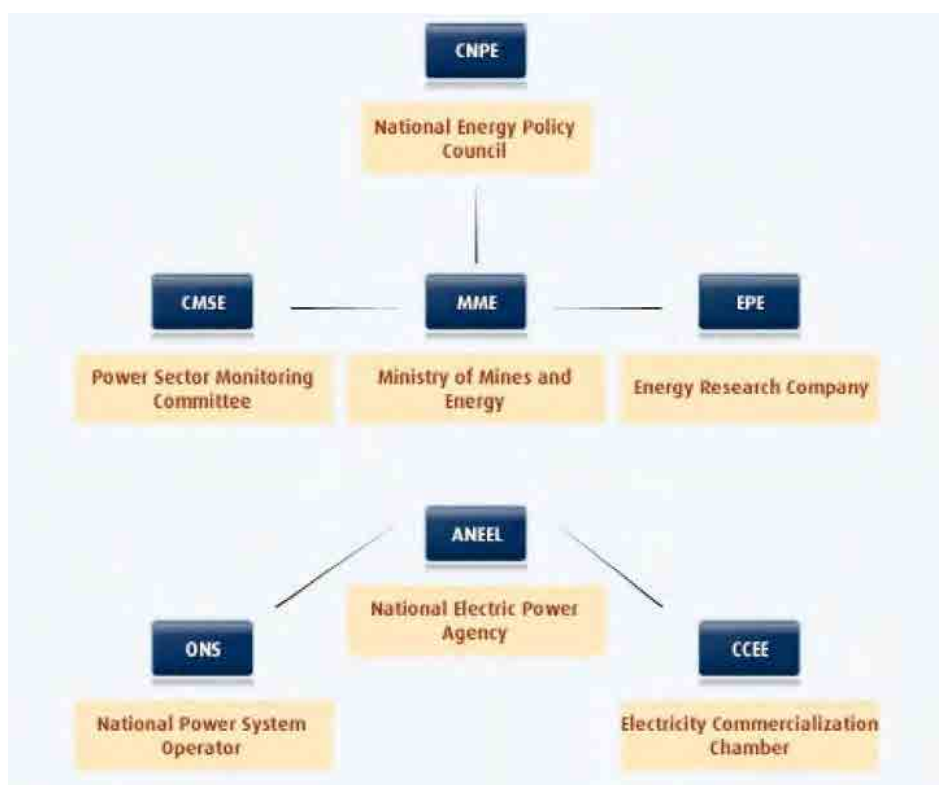


Figura 2.1-1 Estrutura do Setor de Eletricidade no Brasil

(Fonte: “Estudo de um conjunto de informações básicas em relação ao lançamento de rede inteligente / comunidade inteligente no Brasil”)

## 2) Perfil das Companhias de Geração no Brasil

A MME mostra que a geração total instalada no Brasil é de 115 GW. 71% da qual, a saber

81.430MW, é gerada por recursos hídricos em 2011. A Eletrobrás, corporação nacional de energia (o governo federal detém 67,38%, incluindo 22% do BNDES, das ações, de modo que mais da metade das ações são públicas e as ações restantes são de propriedade privada, incluindo as de flutuação livre), controlando aproximadamente 35,6% (41,621 GW) da capacidade total de geração (116.795.837 kW) em 2011, Brasil, e é a maior fornecedora de acordo com o relatório anual da Eletrobrás. Ela tem 28 usinas hidroelétricas (incluindo Itaipu), 119 térmicas, duas nucleares e quatro usinas eólicas/ solares. Entre estas, as plantas maiores e mais importantes são as seguintes.

- Tucuruí (8,370 MW),
- Parte Brasileira de Itaipu (7,000 MW),
- Complexo Moxotó e Paulo Afonso (4,280MW),
- Xingó (3,162 MW),
- Angra 1e 2 (2,007 MW),
- Serra da Mesa (1,275 MW),
- Furnas (1,226 MW)
- Sobradinho (1,050 MW)

Apesar da promoção da privatização, o motivo de estas usinas de energia elétrica permanecer nas mãos da corporação de energia elétrica nacional é o fato de que o setor privado não concorreu nas licitações destas grandes usinas de energia elétrica porque o governo vinculou obrigações de pensão a funcionários para estas usinas de energia elétrica.

Além disso, a Petrobrás, cujas ações ordinárias<sup>1</sup> são compartilhadas pelo governo federal em 50,2%, tem potência de geração com capacidade de 5.806 MW.

Existem companhias de geração de energia elétrica de propriedade estadual e grandes companhias entre elas podem ser mencionadas conforme se segue.

- CESP (Companhia Energética de São Paulo) no Estado de São Paulo: 57 usinas de geração (6 usinas hidroelétricas) com capacidades de 7.455 GW
- Cemig (Companhia Energética de Minas Gerais) no Estado de Minas Gerais: 65 usinas de geração (59 usinas hidroelétricas e três térmicas e três eólicas) com capacidades de 6.964 GW (incluindo as da Light)
- COPEL (Companhia Paranaense de Energia) no Estado do Paraná: 19 (17 usinas hidroelétricas e uma eólica) usinas de geração com capacidades de 4.55 GW

---

<sup>1</sup> As ações da Corporação deverão ser ordinárias com direito a voto, ao passo que as ações preferenciais, a última, sempre sem direito a voto. (Artigo 5, Estatuto da Petrobrás)

- CELESC (Centrais Elétricas de Santa Catarina) no Estado de Santa Catarina: 12 usinas hidroelétricas com capacidades de 81,9 MW

A soma das capacidades da Eletrobrás, da Petrobrás e das quatro companhias de geração conta com 57% das capacidades de geração total no Brasil, ou seja, mais da metade.

Por outro lado, existem as principais companhias de geração privadas mencionadas abaixo.

- Tractebel Energia: 22 usinas de energia elétrica (9 hidroelétricas, 6 térmicas e 7 complementares) com capacidades de 6.69 GW
- AES (*Applied Energy Services*): duas usinas de energia elétrica (10 hidroelétricas, 7 hidroelétricas de pequeno porte e uma térmica) com capacidades de 3.29 GW
- CPFL (Companhia Piratininga de Força e Luz): 22 usinas de energia elétrica com capacidades de 2,233 GW
- Duke Energy Brazil: 8 usinas com 2.307 GW
- Endesa (*Empresa Nacional de Electricidad*): 13 usinas de energia elétrica com capacidades de 1,0046 GW
- Light: três usinas de energia elétrica com capacidades de 853 MW

Tabela 2.1-2 Principais Companhias de Geração de Energia no Brasil

Companhia	Capacidade de Geração	Participação	Público/ Privado	Usinas Principais
Eletrobrás	41,621 GW	35,6%	Público	Itaipu, Tucuruí
Petrobrás	5,806 GW	5,0%	Público	Juiz de Fora TEP
CESP	7,455 GW	6,4%	Público	Ilha Solteira
Cemig	6,964 GW	6,0%	Público	Belo Monte
Tractebel Energia	6,69 GW	5,7%	Privado	Ita
Copel	4,55 GW	3,9%	Público	Foz do Areia
AES	3,29 GW	2,8%	Privado	Tietê
Duke Energy Brasil	2,307 GW	2,0%	Privado	Capivara
CPFL	2.233 GW	1,9%	Privado	Serra da Mesa
Endesa	1,0046 GW	0,86%	Privado	Cachoeira
Light	853 MW	0,73%	Privado	Itaocara

(Fonte: Equipe de Pesquisa JICA)

O número de companhias de geração registrado na ONS é 100. Além disso, a ONS exibe novos dados de geração na Tabela 2.1-3.

Tabela 2.1-3 Dados de geração com Média Mensal por Estado (Março 2013) (Unidade: MW)

State	Hydro	Thermal	Wind	Total
Acre	0.00	0.00	0.00	0.00
Alagoas	3.90	0.00	0.00	3.90
Bahia	1,664.31	853.50	45.56	2,563.37
Ceara	0.00	800.69	138.53	939.22
Federal District	0.00	0.00	0.00	0.00
Espirito Santo	162.40	363.08	0.00	525.48
Goias	2,012.39	198.32	0.00	2,210.71
Maranhao	908.24	621.80	0.00	1,530.04
Mato Grosso	766.58	398.74	0.00	1,165.32
Mato Grosso do Sul	0.00	336.49	0.00	336.49
Minas Gerais	5,096.67	331.23	0.00	5,427.90
Para	6,991.27	0.00	0.00	6,991.27
Paraiba	0.00	198.21	0.00	198.21
Parana	9,748.70	481.83	0.00	10,230.53
Pernambuco	572.17	587.39	0.00	1,159.56
Piaui	105.36	22.08	0.00	127.44
Rio de Janeiro	814.13	4,570.90	0.00	5,385.03
Rio Grande do Norte	0.00	217.13	102.08	319.21
Rio Grande do Sul	1,388.68	795.84	22.05	2,206.57
Rondonia	512.48	116.50	0.00	628.98
Santa Catarina	2,188.78	463.20	0.00	2,651.98
Sao Paulo	6,996.40	632.50	0.00	7,628.90
Sergipe	1,501.24	0.00	0.00	1,501.24
Tocantins	1,140.98	0.00	0.00	1,140.98
Total	42,574.68	11,989.43	308.22	54,872.33

(Fonte: ONS)

### 3) Perfil das Companhias de Geração no Brasil

De acordo com o Formulário de Referência da Eletrobras 2012, a extensão total das linhas de transmissão de alta tensão no Brasil é de 54.104,9 km, respondendo por 56% em 2011. Portanto, a extensão total das linhas de transmissão no Brasil é aproximadamente 96.600 km.

As principais companhias de transmissão estatais são as seguintes:

- CEMIG: 10.060 km
- CEEE (Companhia Estadual de Energia Elétrica): 6.056 km (Estado do Rio Grande do Sul)
- COPEL: 2.029 km
- CELESC: 252,5 km (Estado de Santa Catarina)

Enquanto a soma destas linhas de transmissão pública consiste em aproximadamente 75%, as principais companhias de transmissão privadas são mencionadas abaixo.

- CTEEP (Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista, empresa Colombiana): 12.993 km (Estados do Rio Grande do Sul, Santa Catarina, Paraná, São Paulo, Minas Gerais, Rondônia,

Mato Grosso, Mato Grosso do Sul, Goiás, Tocantins, Maranhão e Piauí)

- Alusa (Alupar): 5.464,5 km
- Terna (empresa italiana): 2.447 km

O número de companhias de transmissão registrado na ONS é 75 em 2012.

A rede de transmissão no Brasil é exibida na Figura 2.1-2.

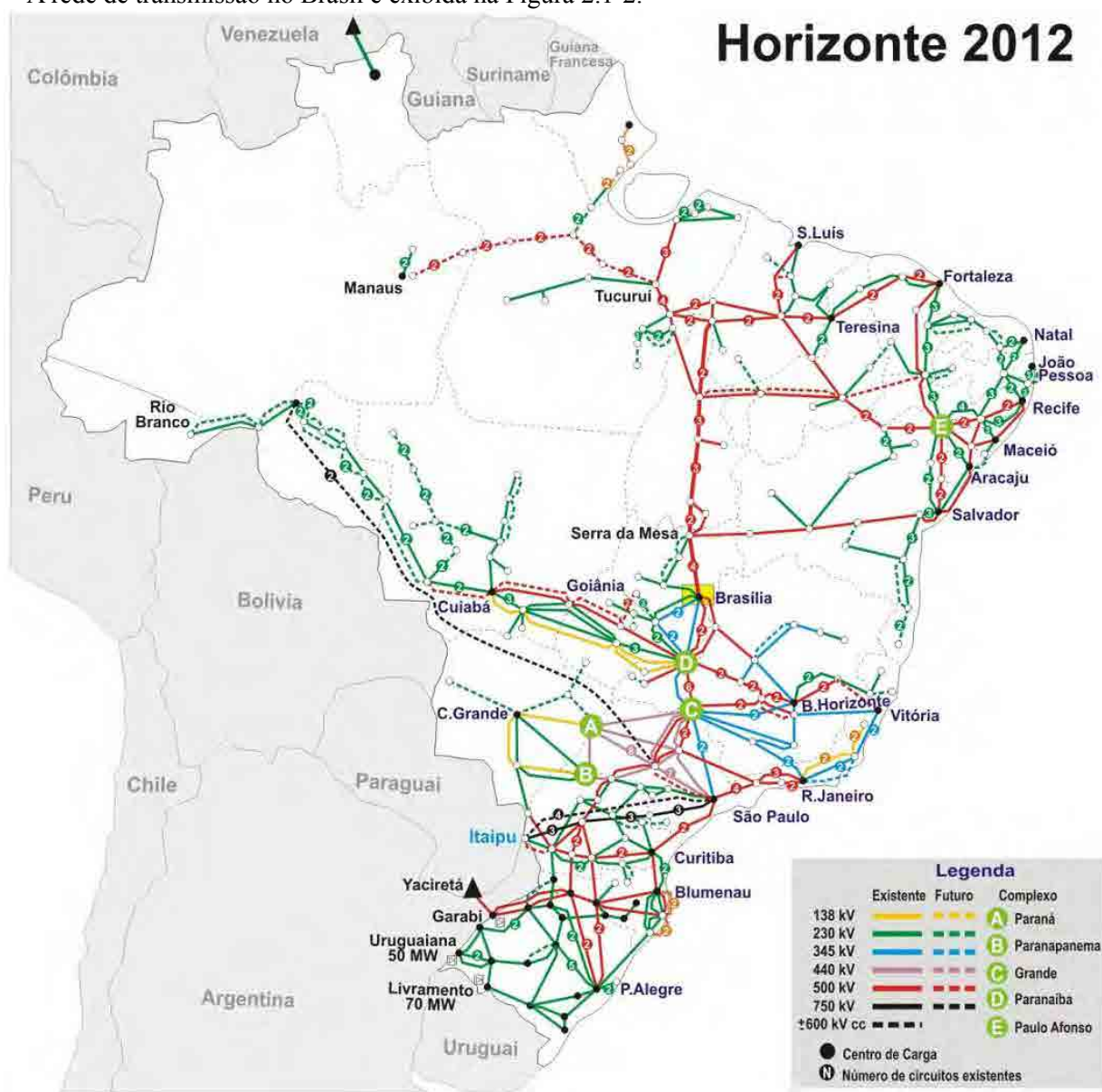


Figura 2.1-2 Rede de Transmissão no Brasil

(Fonte: “Ivan Camargo, “Regulamentação Inovadora para o Desenvolvimento de Smart Grid na América Latina” 2011)

#### 4) Perfil das Companhias de Distribuição no Brasil

Enquanto a privatização das companhias de distribuição no Brasil tem seu progresso demonstrado na

Tabela 2.1-4 abaixo, a COPEL, que é o objeto deste estudo, é uma corporação de energia elétrica pública descrita abaixo. A visão geral das empresas de distribuição no Brasil é exibida na Tabela 2.1-5.

Tabela 2.1-4 20 Principais Companhias de Distribuição no Brasil em 2012

Classificação	Nome	Região de Fornecimento	Capital (privado/ público/ capital estrangeiro)	Fonte de Alimentação de Energia (GW)	Participação de Mercado (%)
1	Eletropaulo	Estado de São Paulo	Companhia afiliada da AES (US)	37,622	11.8
2	Cemig	Estado de Minas Gerais	Público	24,714	7.8
3	Copel	Estado do Paraná	Público	22,737	7.1
4	CPFL Paulista	Estado de São Paulo	Privado	21,467	6.7
5	Light	Estado do Rio de Janeiro	Privado	20,054	6.3
6	Celesc	Estado de Santa Catarina	Público	15,018	4.7
7	Coelba	Estado da Bahia	Iberdrola (Espanha) tem uma participação de 8,5%. (Além disso, tem uma participação de 39% da Neoenergia, a maior acionista da Coelba.)	14,305	4.5
8	Elektro	Estado de São Paulo	Iberdrola (Espanha) tem uma participação de 34,45%.	12,083	3.8
9	Celg	Estado de Goiás	Público	10,480	3.3
10	Celpe	Estado do Pernambuco	Iberdrola (Espanha) tem uma participação de 39%.	9,922	3.1
11	Bandeirante	Estado de São Paulo	Empresa de Energia Elétrica Portuguesa (EDP) tem uma participação. (China parece ter uma participação de aproximadamente 25%.)	9,399	3.0
12	CPFL Piratininga	Estado de São Paulo	Privado	9,041	2.8
13	Ampla	Estado do Rio de Janeiro	ENDESA (Espanha) tinha uma participação de 70%, mas parece que obteve os 30% restantes.	8,993	2.8
14	Coelce	Estado do Ceará	ENDESSA (Espanha) tem uma participação de 2,27%.	8,693	2.7
15	CEEE	Estado do Rio Grande do Sul	Público	7,596	2.4
16	AES Sul	Estado do Rio Grande do Sul	Companhia afiliada da AES (US)	7,469	2.3
17	RGE	Estado do Rio Grande do Sul	Privado	6,444	2.0
18	Celpa	Estado do Pará	Privado	6,412	2.0
19	Escelsa	Estado do Espírito Santo	Uma empresa afiliada da EDP (Corporação de energia elétrica portuguesa)	5,665	1.8
20	CEB	Distrito Federal	Público	5,634	1.8
Outros				54,417	17.1
Total Nacional				318,167	100.0

Nota: As 8 principais empresas fornecem mais de metade da demanda total nacional

(Fonte: Dados da ANEEL)

Tabela 2.1-5 Visão Geral das Empresas de Distribuição no Brasil em 2011

Utility	Area (km2)	Number of Consumers	Urban Medium Voltage Grid Length (km)	Rural Medium Voltage Grid Length (km)
AES-Sul	98,569.37	1,214,292	5,445.96	36,618.05
AmE	1,589,854.13	693,981	3,605.07	6,773.48
AMPLA	32,612.47	2,631,185	14,014.84	19,159.85
BANDEIRANTE	8,490.56	1,355,402	6,322.59	5,549.10
BOA VISTA	5,686.99	82,552	620.35	782.07
CAIUÁ-D	9,149.00	217,816	1,085.44	5,335.89
CEA	142,814.90	155,664	3,012.06	1,516.18
CEAL	29,099.44	923,153	3,065.05	15,794.56
CEB-DIS	5,789.46	879,019	4,526.39	4,889.67
CEEE-D	85,600.89	1,435,927	8,494.97	30,367.37
CELESC-DIS	85,707.82	2,433,293	11,653.07	65,431.82
CELG-D	336,930.15	2,394,769	32,869.62	136,473.73
CELPA	499,486.16	685,954	2,135.85	23,634.57
CELPE	99,513.14	2,978,413	6,981.24	64,945.11
CELTINS	278,069.90	477,958	2,247.09	67,471.08
CEMAR	332,246.24	1,899,733	5,242.69	78,358.19
CEMIG-D	605,227.36	7,343,934	33,902.96	365,968.48
CEPISA	263,546.99	1,022,773	4,233.00	34,018.89
CERON	238,378.00	518,309	3,040.57	42,587.83
CERR	218,611.92	33,672	207.80	5,003.70
CFLO	1,200.00	51,652	330.58	923.66
CHESP	3,393.62	31,624	145.84	2,447.71
CJE	252.15	33,848	232.35	313.44
CLFM	1,843.88	41,830	290.95	1,858.98
CLFSC	11,869.74	187,918	1,246.48	5,984.97
CNEE	3,395.00	103,633	493.89	2,398.76
COCEL	1,207.50	42,359	653.58	889.46
COELBA	564,368.89	4,958,254	11,447.95	145,117.96
COELCE	135,298.80	2,799,896	5,892.52	68,109.54
COOPERALIANÇA	569.00	33,144	376.12	103.16
COPEL-DIS	196,635.93	4,006,939	24,073.50	155,045.62
COSERN	52,790.62	1,158,067	2,432.02	25,675.62
CPEE	2,588.67	52,267	518.80	2,412.93
CPFL- Piratininga	4,328.77	1,209,726	5,324.62	3,288.69
CPFL-Paulista	89,732.79	3,746,509	19,869.22	60,132.72
CSPE	3,801.90	75,575	581.33	2,906.51
DEMEI	45.00	28,387	116.84	18.49
DMEPC	603.10	66,917	376.10	406.10
EBO	1,983.96	173,902	521.87	1,592.96
EDEVP	11,791.00	165,068	783.54	5,967.05
EEB	3,488.00	133,889	584.15	4,513.65
EFLJC	262.50	2,684	17.13	2.20
EFLUL	237.40	6,028	56.21	121.64
ELEKTRO	121,232.31	2,269,500	11,481.80	71,838.70
ELETROCAR	2,560.00	32,832	178.18	1,346.69
ELETROACRE	160,688.44	199,805	942.84	11,948.73
ELETROPAULO	4,503.96	6,519,347	17,084.37	2,791.96
ELFSM	4,988.19	92,892	385.49	6,245.51
EMG	15,867.06	396,702	2,083.41	20,223.54
ENERSUL	328,219.72	843,807	4,787.47	75,135.06
ENF	935.05	94,897	414.40	704.82
EPB	54,446.53	1,161,818	3,078.01	33,669.41
ESCELSA	41,372.16	1,297,527	5,961.47	41,936.29
ESE	17,629.03	633,265	1,802.09	15,264.14
FORCEL	280.00	6,484	67.27	193.41
HIDROPAN	151.00	15,308	153.39	104.22
IENERGIA	1,252.00	30,659	198.44	1,243.38
LIGHT	11,017.86	3,917,720	17,669.78	5,178.63
MUX-Energia	17.26	9,492	59.92	18.10
RGE	85,930.21	1,300,031	6,726.17	42,815.85
SULGIPE	5,762.21	125,631	269.84	4,595.71
UHENPAL	1,858.60	14,529	72.75	1,013.80

(Source: ANEEL Data)

## 2.2 Visão Geral do Negócio e Organização da COPEL

A estrutura acionária da COPEL é exibida na Figura 2.2-1.



Figura 2.2-1 Estrutura de Acionistas da COPEL  
(Fonte: RELATÓRIO ANUAL E DECLARAÇÃO FINANCEIRA DA COPEL DE 2010)

O gráfico a seguir (Figura 2.2-2) fornece a estrutura organizacional da COPEL, com três subsidiárias integrais, comitês e conselhos.



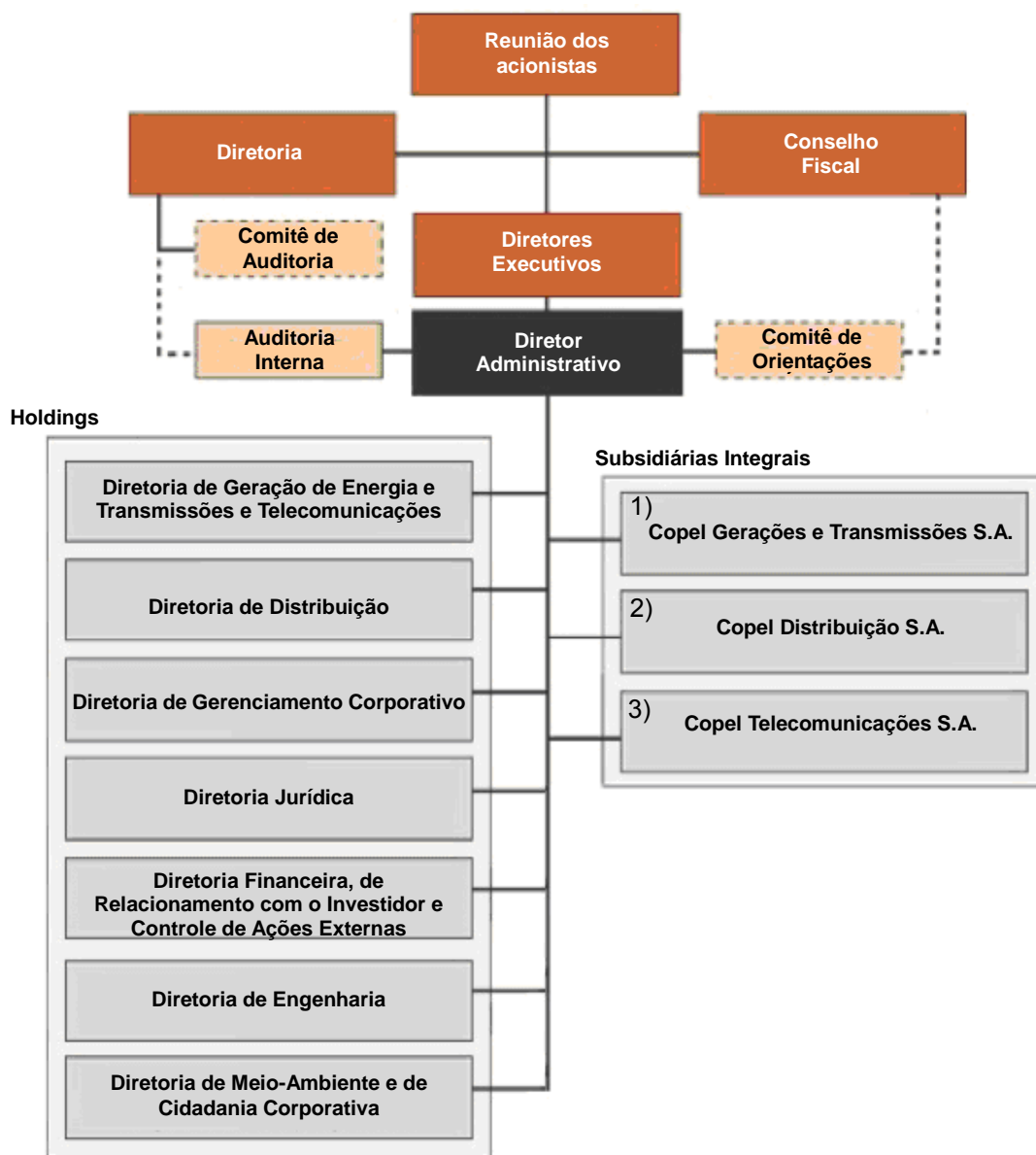


Figura 2.2-2 Estrutura Organizacional da COPEL

(Fonte: RELATÓRIO ANUAL E DECLARAÇÃO FINANCEIRA DA COPEL DE 2010)

A COPEL é uma companhia de capital misto, controlada pelo Governo do Estado do Paraná. A COPEL e suas subsidiárias estão engajadas em pesquisa, estudo, planejamento, construção e exploração da produção, transformação, transporte, distribuição e venda de energia, em qualquer forma, mas particularmente energia elétrica. Estas atividades são regulamentadas pela ANEEL, que reporta para o MME. Além disso, a COPEL participa de um consorcio, empresas privadas, companhias de capital misto a fim de operar principalmente nas áreas de fornecimento de energia, telecomunicações, gás natural e água, e saneamento. As companhias subsidiárias são as seguintes.

- 1) COPEL Geração e Transmissão S.A.

Subsidiária integral que opera no negócio de geração de energia da Companhia, que é baseada na

operação de 17 usinas de energia hidroelétrica e uma usina de energia termoeétrica, somando-se a capacidade total instalada de 4.549,59 MW, e serviços de transmissão de energia, baseada em 31 subestações com tensões iguais ou superiores a 230 kV e 2.028,7 km de linhas de transmissão no estado do Paraná, a maioria das quais são parte da Rede de Transmissão Básica Brasileira. A concessão de 1.744,3 km destas linhas expira em Julho de 2015, a concessão de 137,1 km (Linha de Bateias – Jaguariaíva 230 kV) expira em Agosto de 2031, a concessão de 31,6 km (Linha de Bateias – Pilarzinho 230 kV) expira em Março de 2038, e a concessão de 115,7 km (Cascavel-Oeste – Foz do Iguaçu) expira em Novembro de 2039, todas sujeitas à extensão a critério da autoridade cedente.

## 2) COPEL Distribuição S.A.

Subsidiária integral que opera a Distribuição de energia da Companhia e vendas regulamentadas para 1.117 localidades em 396 municípios. Atualmente, 392 municípios são integralmente servidos pela Copel Distribuição S.A no Estado do Paraná, e também o município de Porto União, no Estado de Santa Catarina. Sua concessão atual, que expira em 7 de Julho de 2015, pode ser estendida por outros 20 anos, a critério da autoridade cedente.

## 3) COPEL Telecomunicações S.A.

Subsidiária de propriedade integral que está engajada em fornecer serviços de comunicações e telecomunicações e na condução de estudos, projetos e planejamento no campo das telecomunicações, bem como todas as atividades regulamentadas, autorizadas por lei, por um período indeterminado, em uma base de não exclusividade, nacional e internacionalmente, com uma área de serviços que compreendem o Estado do Paraná e a Região II do Plano de Concessão Geral da Agência Nacional de Telecomunicações - ANATEL, que reporta ao Ministério das Comunicações.

## 4) Companhia Paranaense de Gás – Compagas

Companhia de capital misto na qual a Copel retém um direito de 51%. A Compagas possui um contrato de concessão que garante e regulamenta a sua concessão para a operação de serviços públicos de distribuição de gás encanado no Estado do Paraná. Este contrato dura 30 anos, iniciando em 06 de Julho de 1994, e pode ser renovado por um período igual mediante solicitação do licenciado. Os direitos de concessão da operação dos serviços de distribuição de gás encanado e outras atividades relacionadas, para uso por todos os segmentos de consumidores. A companhia atualmente possui uma rede de distribuição de 574 km configurada nos municípios do Estado do Paraná.

## 5) Elejor – Centrais Elétricas do Rio Jordão S.A.

Companhia de fins especiais na qual a Copel detém um direito de voto de 70% e que foi constituída para implementar e administrar o Fundão – Complexo de Energia de Santa Clara, no Rio Jordão, dentro da sub-bacia do Rio Iguaçu, no Estado do Paraná, que compreende as Usinas de Energia Elétrica de Santa Clara e Fundão. Estas instalações oferecem 240,34 MW de capacidade instalada, além de pequenas unidades de energia hidroelétrica incorporadas nas barragens de Santa Clara e

Fundão, com capacidade de instalação de 3,6 MW e 2,4 MW, respectivamente. Sua concessão para operar como produtora de energia elétrica independente foi emitida pela ANEEL em 25 de Outubro de 2001, por um período de 35 anos, renovável mediante solicitação pelo titular por até 20 anos e a critério da autoridade cedente.

6) UEG Araucária Ltda.

Companhia de responsabilidade limitada de propriedade da Copel (com um direito de 20%) e Copel Geração e Transmissão (com um direito de 60%). Ela foi criada para gerar e vender energia elétrica, usando gás natural como combustível. A Usina de Energia Elétrica de Araucária possui uma capacidade instalada de 484,15 MW. Sua autorização para operar como produtora de energia elétrica independente foi emitida pela ANEEL em 22 de Dezembro de 1999, por um período de 30 anos, renovável mediante solicitação pelo titular por até 20 anos e a critério da autoridade cedente.

A UEG Araucária assinou um acordo contrato de locação com a Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobrás para a locação de sua usina de geração de energia elétrica.

Em relação à organização financeira na COPEL, sua estrutura é exibida na Figura 2.2-3.

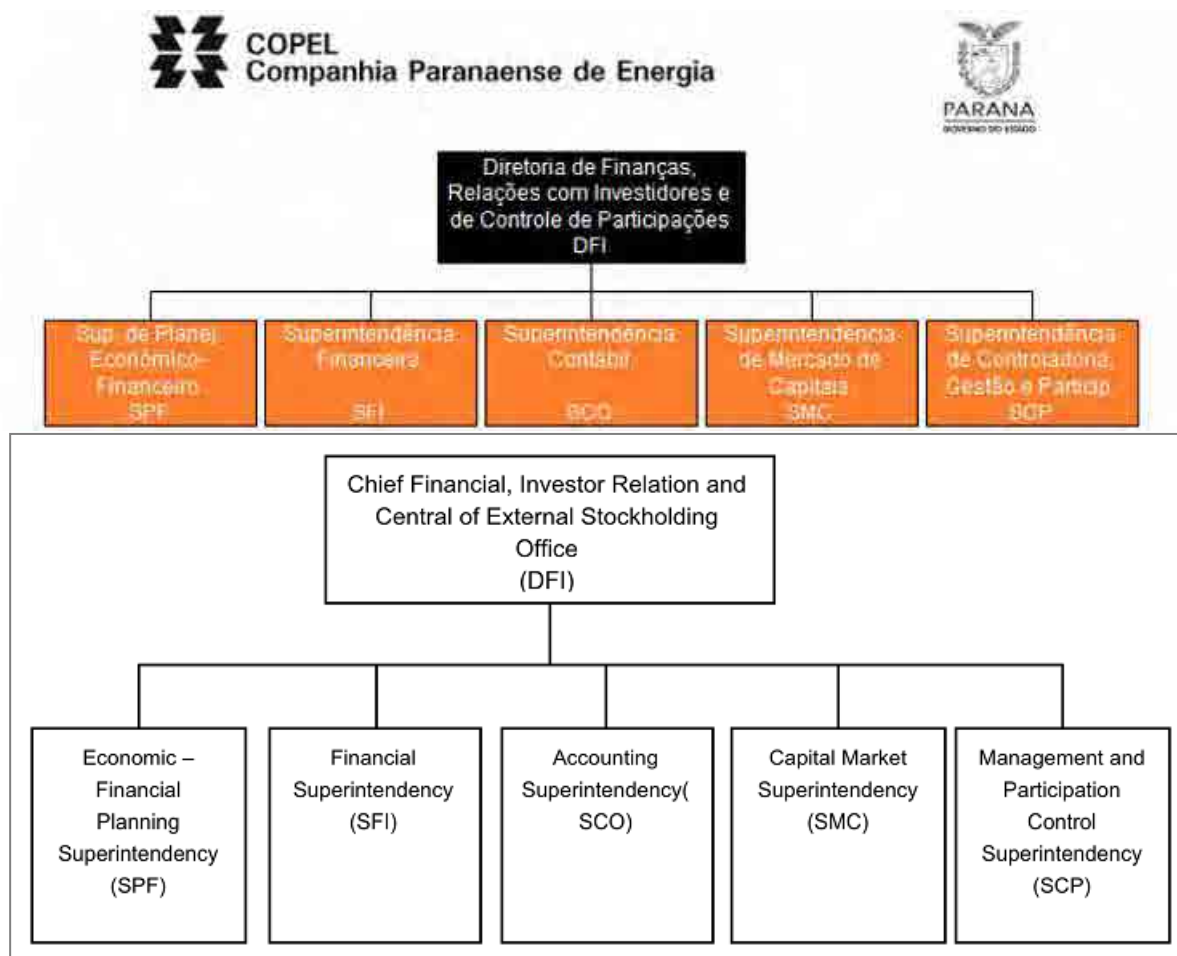


Figura 2.2-3 Estrutura da Organização Financeira da COPEL

(Fonte: Material da COPEL)

De acordo com a entrevista com as equipes contábeis da Copel Distribution, embora os 233 funcionários da área financeira da Copel (em Junho de 2013) pertençam às empresas subsidiárias legalmente, com base nas leis trabalhistas, e que não há nenhum funcionário da área financeira na matriz da COPEL, eles trabalham funcionalmente na COPEL total. O número de funcionários da área financeira é 233. Quanto ao financiamento do projeto, a Superintendência de Planejamento Econômico Financeiro e a Superintendência Financeira, além do Diretor de Finanças, Relações com Investidores e executivo de Investimentos em Ações Externas, tomam a decisão sobre o financiamento do projeto.

Além disso, os últimos grandes projetos da Copel são a usina hidroelétrica de geração (R\$ 169 milhões) e os projetos de transmissão (R\$ 50 milhões). Os recursos de financiamento são o BNDES e as emissões de compromisso financeiro. A taxa de juros dos títulos é algo em torno de 8,21%.

Se este projeto de Rede Inteligente é financiado pela JICA, os tomadores de empréstimo finais são a COPEL Distribution e a COPEL Telecom. No entanto, se houver um tomador indireto, por exemplo, a matriz da COPEL, como o primeiro tomador, e o empréstimo é transferido para as duas empresas subsidiárias (Distribuição e Telecomunicações), o IOF (imposto de transmissão financeira) é imposto. Sua taxa é de 0,75% mais 0,0045%/dia. Portanto, o tomador indireto não parece vantajoso do ponto de vista de redução de impostos de acordo com as equipes entrevistadas da Superintendência de Contabilidade (DCGG), COPEL Distribution.

### **2.3 Visão Geral do Setor de Energia Elétrica (Distribuição) na Região Metropolitana de Curitiba**

Existem 29 municípios na Região Metropolitana de Curitiba, mas uma delas, Campo Largo, não é coberta pela COPEL. As redes de distribuição na Região Metropolitana de Curitiba são divididas em quatro distritos: Cidade de Curitiba, norte, oeste e sul. Além disso, há 16 escritórios de vendas na Região mostrada na Tabela 2.3-1 e Figura 2.3-1, a Cidade de Curitiba possui sete escritórios de vendas, mas outros municípios possuem um para diversos municípios.

Tabela 2.3-1 Números de Escritórios de Vendas na Região Metropolitana de Curitiba

<b>Municípios</b>	<b>Nº. de Escritório de vendas</b>
Adrianópolis	0
Agudos do Sul	0
Almirante Tamandaré	1
Araucária	1
Balsa Nova	0
Bocaiúva do Sul	0
Campina Grande do Sul	0
Campo do Tenente	0
Campo Largo	0
Campo Magro	0
Cerro Azul	0
Colombo	1
Contenda	0
Curitiba	7
Doutor Ulysses	0
Fazenda Rio Grande	1
Itaperuçu	0
Lapa	0
Mandirituba	0
Pien	0
Pinhais	1
Piraquara	1
Quatro Barras	1
Quitandinha	0
Rio Branco do Sul	1
Rio Negro	0
São Jose dos Pinhais	1
Tijucas do Sul	0
Tunas do Paraná	0
<b>TOTAL</b>	<b>16</b>

(Fonte: Material da COPEL)



Figura 2.3-1 Localização dos Número de Escritórios de Vendas na Área Metropolitana de Curitiba  
(Fonte: Material da COPEL)

## 2.4 Situação Atual e Previsão de Demanda e Fornecimento

### 2.4.1 Situação Atual e Previsão de Demanda e Fornecimento no Brasil

No “Plano Nacional de Energia 2030” (doravante denominado PNE 2030) anunciado em 2007, o MME espera que o crescimento da demanda de energia elétrica de 2005 a 2030 seja de 2,5 a 4,3% por ano e a taxa de crescimento da demanda de energia elétrica em 2005 a 2030 será de 3,5 a 5,1% para todo o Brasil. No Último “Plano de Expansão de Energia 2020” (doravante denominado PDE 2020) que é um plano de implementação realístico do PNE 2030, a Companhia de Pesquisa de Energia (doravante denominado EPE) espera que a taxa de crescimento da demanda de energia seja de 5,1% e a taxa de crescimento da demanda de energia elétrica seja de 4,8%.

Em relação à situação do equilíbrio da demanda e fornecimento, apesar da crise energética em 2001, quando as reservas de água estavam extremamente baixas, o fornecimento é atualmente suficiente para atender à sua demanda. Espera-se que o pico de demanda no Brasil aumente continuamente a uma taxa

anual de 4 ou 5% para os próximos 20 anos. Espera-se que o equilíbrio estatístico do Sistema Interligado Brasileiro tenha um equilíbrio positivo de energia física e segurança física entre 4 % e 11 % da carga de energia durante o período de 2011 a 2020 no PDE 2020. No nível regional, em média, as regiões Sudoeste/Centro-Sul e Sul são importadoras, enquanto que as regiões Norte e Nordeste são exportadoras.

No PDE 2020, a energia máxima disponível foi calculada para comparar o pico de demanda esperado para os próximos 10 anos. O resultado demonstra que a alimentação de energia disponível permanece pelo menos 7.99 MW maior que o pico de demanda coincidente no Sistema Interligado Brasileiro durante o estudo. A pior situação ocorre em Outubro de 2019, mas ainda com uma reserve de energia representando 7,5 % do pico de demanda. A logística de fornecimento de óleo combustível e gás natural exerce uma função chave no final do período com as usinas de energia térmica gerando a uma disponibilidade máxima como reserva das usinas que operam com fluxo de rio.

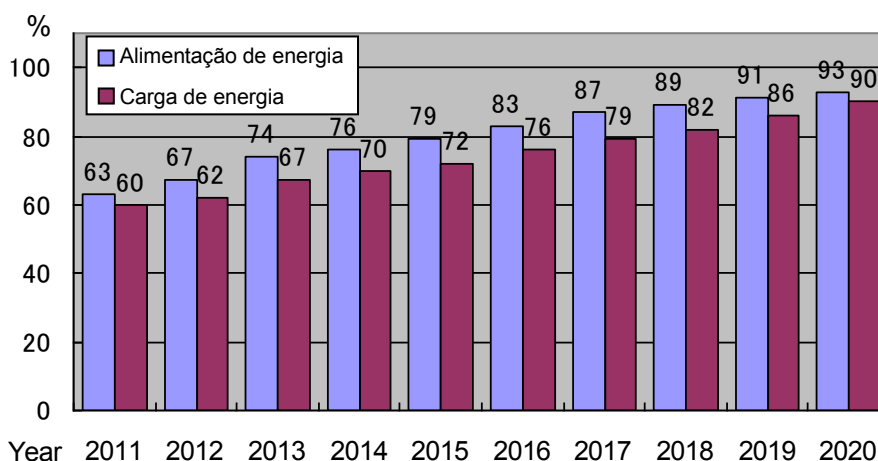


Figura 2.4-1 Equilíbrio de Eletricidade Estática (GW média)

(Fonte: PDE 2020)

A previsão de consumo de eletricidade por cada setor em PDE2020 é exibida na tabela a seguir. A taxa de crescimento do setor comercial é maior que o outro setor. A taxa de crescimento do setor industrial é relativamente menor que o outro setor.

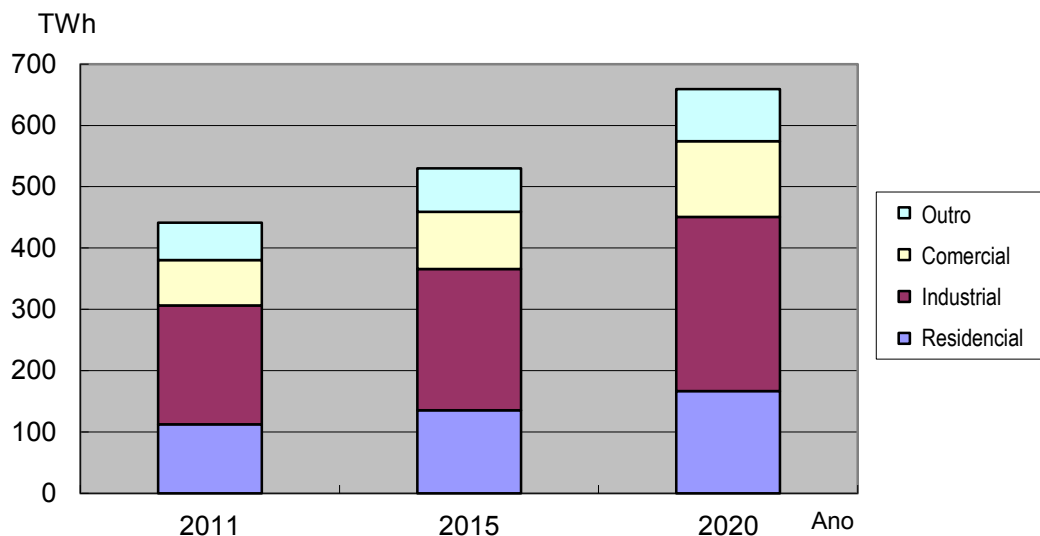


Figura 2.4-2 Consumo de Eletricidade por cada setor (TWh)

(Fonte: PDE 2020)

### 2.4.2 Situação Atual e Previsão de Demanda e Fornecimento na Região Metropolitana de Curitiba

Na COPEL, a previsão de fornecimento e demanda da alimentação de energia elétrica em médio e longo prazo é analisada pelo instituto de pesquisa, e a previsão de fornecimento e demanda de alimentação de energia elétrica em curto prazo e o ajuste do fornecimento e demanda é conduzido no centro de despacho central. No entanto, o resultado da previsão de fornecimento e demanda não é divulgada na COPEL.

Portanto, a previsão de demanda futura é considerada com base na previsão da taxa de crescimento econômico do estado do Paraná e os dados de tendência passada da área de serviço da COPEL pelo motivo mencionado acima.

A previsão da taxa de crescimento econômico do estado do Paraná e do Brasil inteiro é mostrada na tabela a seguir. A taxa de crescimento econômico do estado do Paraná será cerca de 4 % ao ano, que é um valor mais alto quando comparado à taxa de crescimento econômico do Brasil como um todo. Por esse motivo, espera-se que o crescimento econômico do estado do Paraná seja mais alto do que o do Brasil no futuro.



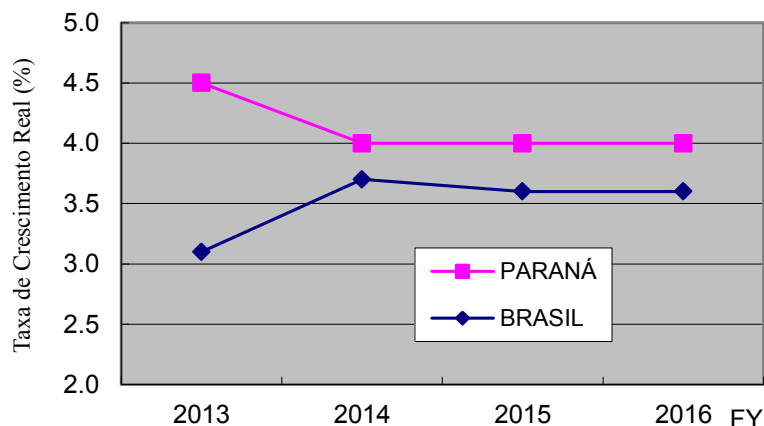


Figura 2.4-3 Taxa de Crescimento Real Anual no estado do Paraná e no Brasil

Fonte: \*<sup>2</sup>

A tendência anterior da demanda máxima de energia, excluindo a demanda no horário de pico (média de 2003-2012) na área de serviço da COPEL é mostrada na Figura 2.4-4 e o consumo de energia por cada setor é mostrado na Figura 2.4-5. As demandas de energia em Novembro e Dezembro são altas e a demanda de energia em Maio, Junho e Julho são baixas. A causa é considerada como influência da carga de ar condicionado juntamente com a temperatura média da cidade de Curitiba. Além disso, a taxa de expansão da demanda média de energia, excluindo a demanda no horário de pico, de 2003 a 2012 é mostrada na Figura 2.4-6. Apesar da existência de uma flutuação anual, ela está certamente aumentando em 4% a 6% por ano.

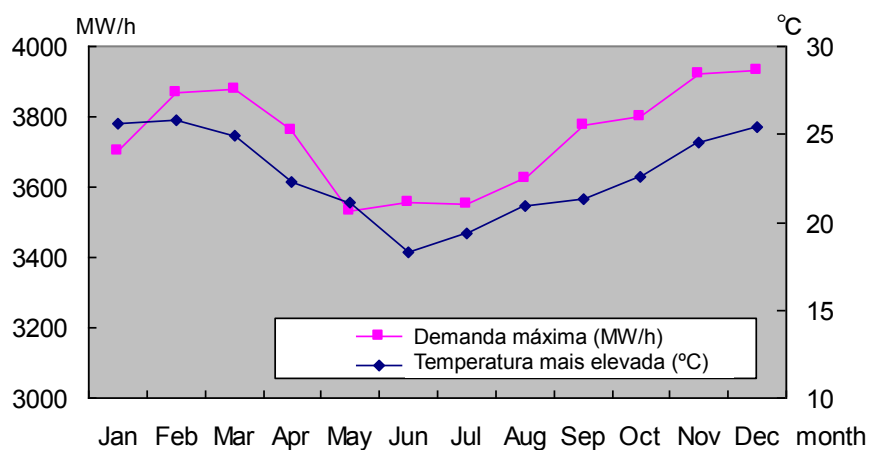


Figure 2.4-4 Mediana Máxima de Demanda na Área da COPEL

(Fonte: Equipe de levantamento JICA)

<sup>2</sup> Mediana das expectativas de mercado, levantadas pelo Banco Central em 01/03/2013, para o PIB do Brasil e projeção do IPARDES para o PIB do Paraná. No caso do valor do PIB, além da taxa real de crescimento, foi aplicado o IPCA projetado pelo Banco Central.

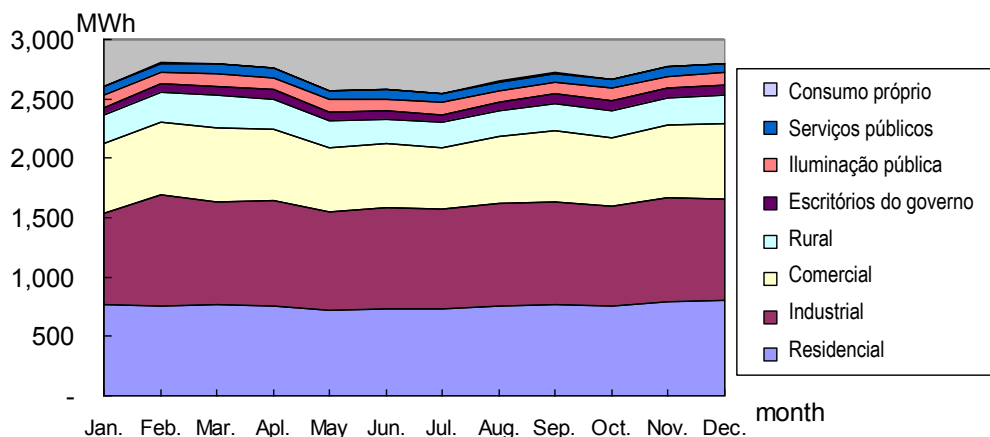


Figura 2.4-5 Consumo de Energia por Cada Setor

(Fonte: Equipe de Pesquisa JICA)

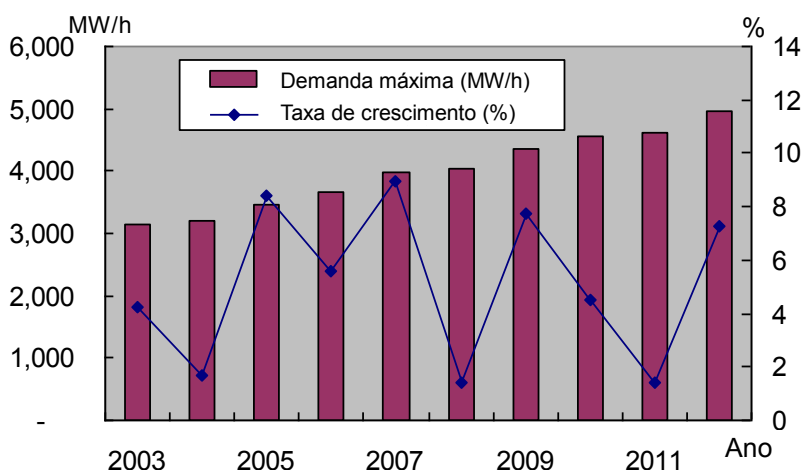


Figura 2.4-6 Taxa Máxima de Demanda e Crescimento na Área da COPEL

(Fonte: Equipe de levantamento JICA)

Tanto a previsão da taxa de crescimento econômico do estado do Paraná e a previsão de demanda de energia da área de serviço da COPEL com base na demanda passada resultam em um aumento anual de 4 a 6%. Embora o resultado do fornecimento e da previsão de demanda seja de sigilo na COPEL, existe a capacidade do transformador atualizar dados para 69kV e 138kV em PROEX, descrito no capítulo 2.5.1. A taxa de aumento da capacidade do transformador de 69kV e 138kV por ano é de cerca de 6%. Portanto, a taxa de crescimento da demanda de energia na Área Metropolitana de Curitiba [e prevista aumentar entre 4% e 6% no futuro.

### 2.4.3 Situação atual da demanda de energia na área candidata do projeto proposto

O consumo de energia e o número de clientes na Área Metropolitana de Curitiba são mostrados na tabela a seguir. A cidade de Curitiba tem mais da metade do consumo de energia e do número de clientes. As

células na tabela a seguir, exceto a célula cinza, são as áreas candidatas propostas para implementação do projeto da rede inteligente. Existem 24 áreas candidatas do projeto proposto. O consumo de energia da área de São José dos Pinhais, 12,4%, e da área de Branco do Sul, 6,0%, é comparativamente alto nas áreas candidatas do projeto proposto. A densidade de consumo de energia nas áreas candidatas do projeto proposto, particularmente, nas cidades de Curitiba, Pinhais, Colombo e São José dos Pinhais, também são altas.

Tabela 2.4-1 Situação atual do consumo de energia nas áreas candidatas do projeto proposto

Municipality	No. of sales office	No. of Sub station	No. of Consumers	Electricity Consumption (MWh)	Electricity Consumption Share(%)	Density Electricity Consumption (MWh/km <sup>2</sup> )
Adrianópolis	0	1	2,254	4,842	0.1%	3.6
Agudos do Sul	0	1	3,165	8,039	0.1%	41.9
Almirante Tamandaré	1	1	32,516	135,275	1.7%	707.8
Araucária	1	2	44,152	401,101	5.1%	850.9
Balsa Nova	0	1	4,837	43,461	0.6%	126.3
Bocaiúva do Sul	0	1	4,570	17,484	0.2%	21.2
Campina Grande do Sul	0	1	15,566	80,824	1.0%	149.5
Campo do Tenente	0	1	2,395	12,200	0.2%	40.1
Campo Largo	0	2	43,647	280,969	3.6%	219.1
Campo Magro	0	0	8,189	26,457	0.3%	95.1
Cerro Azul	0	1	5,870	10,892	0.1%	8.1
Colombo	1	2	73,728	345,686	4.4%	1747.6
Contenda	0	1	5,751	19,465	0.2%	64.8
Curitiba	7	22	744,070	4,158,448	52.9%	9548.8
Doutor Ulysses	0	0	2,059	2,648	0.0%	3.4
Fazenda Rio Grande	1	2	32,127	133,809	1.7%	1159.8
Itaperuçu	0	0	7,803	28,419	0.4%	88.8
Lapa	0	2	16,379	100,585	1.3%	47.9
Mandirituba	0	2	8,633	47,298	0.6%	124.0
Piên	0	1	3,896	31,393	0.4%	122.2
Pinhais	1	1	43,461	303,192	3.9%	4959.2
Piraquara	1	1	26,224	85,363	1.1%	379.0
Quatro Barras	1	1	7,394	88,723	1.1%	489.5
Quitandinha	0	1	6,380	17,769	0.2%	39.8
Rio Branco do Sul	1	1	10,797	469,569	6.0%	575.0
Rio Negro	0	0	1,785	6,205	0.1%	10.3
São José dos Pinhais	1	4	99,551	973,207	12.4%	1030.6
Tijucas do Sul	0	1	6,125	18,100	0.2%	26.9
Tunas do Paraná	0	2	2,196	14,414	0.2%	21.5

(Fonte: material COPEL 2012)

A tabela a seguir, exceto a célula cinza, mostra o consumo de energia nas 24 áreas candidatas do projeto proposto conforme as categorias, como uso residencial, industrial, comercial, agrícola e público. Em PDE 2020, de acordo com a demanda de energia pelas categorias nos últimos dez anos no Brasil, as taxas de crescimento dos setores comercial, residencial e agrícola são comparativamente altas. Portanto, um alto crescimento da demanda de energia é previsto na área quando as quotas do consumo de energia nos setores comercial, residencial e agrícola forem altas entre as 24 áreas candidatas do projeto proposto.

Tabela 2.4-2 Consumo de Energia nas áreas candidatas do projeto proposto conforme as categorias

	Municipality	Residential		Industrial		Commercial		Agriculture, Livestock		Public		other		total
		(MWh)	(%)	(MWh)	(%)	(MWh)	(%)	(MWh)	(%)	(MWh)	(%)	(MWh)	(%)	
1	Adrianópolis	2,252	47%	459	9%	672	14%	822	17%	634	13%	4	0%	4,842
2	Agudos do Sul	2,251	28%	441	5%	972	12%	3,518	44%	851	11%	6	0%	8,039
3	Almirante Tamandaré	56,097	41%	50,147	37%	13,918	10%	3,573	3%	11,519	9%	21	0%	135,275
4	Araucária	77,912	19%	233,659	58%	58,507	15%	9,178	2%	21,706	5%	138	0%	401,101
5	Balsa Nova	5,406	12%	26,189	60%	5,779	13%	4,030	9%	2,046	5%	12	0%	43,461
6	Bocaiúva do Sul	4,507	26%	7,384	42%	1,580	9%	2,598	15%	1,414	8%	0	0%	17,484
7	Campina Grande do Sul	25,141	31%	31,976	40%	15,007	19%	3,573	4%	5,125	6%	2	0%	80,824
8	Campo do Tenente	2,556	21%	4,897	40%	1,335	11%	2,444	20%	965	8%	3	0%	12,200
9	Campo Largo	71,298	25%	141,912	51%	38,395	14%	6,544	2%	22,704	8%	116	0%	280,969
10	Campo Magro	12,905	49%	4,513	17%	2,896	11%	3,402	13%	2,742	10%	0	0%	26,457
11	Cerro Azul	4,056	37%	1,645	15%	1,173	11%	2,598	24%	1,407	13%	12	0%	10,892
12	Colombo	131,864	38%	126,697	37%	55,115	16%	6,970	2%	24,967	7%	74	0%	345,686
13	Contenda	5,839	30%	3,421	18%	3,191	16%	4,769	24%	2,238	11%	7	0%	19,465
14	Curitiba	1,580,444	38%	789,561	19%	1,404,102	34%	1,383	0%	371,686	9%	11,272	0%	4,158,448
15	Doutor Ulysses	983	37%	29	1%	192	7%	910	34%	534	20%	1	0%	2,648
16	Fazenda Rio Grande	52,598	39%	52,892	40%	16,615	12%	1,907	1%	9,764	7%	33	0%	133,809
17	Itaperuçu	9,881	35%	11,612	41%	3,394	12%	1,064	4%	2,467	9%	1	0%	28,419
18	Lapa	17,599	17%	47,647	47%	10,570	11%	16,956	17%	7,786	8%	27	0%	100,585
19	Mandirituba	7,714	16%	20,630	44%	5,538	12%	10,671	23%	2,737	6%	8	0%	47,298
20	Piên	3,186	10%	19,051	61%	1,706	5%	5,550	18%	1,896	6%	3	0%	31,393
21	Pinhais	88,301	29%	110,759	37%	52,511	17%	102	0%	51,393	17%	126	0%	303,192
22	Piraquara	44,693	52%	13,447	16%	10,562	12%	3,085	4%	13,568	16%	8	0%	85,363
23	Quatro Barras	13,798	16%	62,541	70%	5,685	6%	1,158	1%	5,528	6%	14	0%	88,723
24	Quitandinha	3,947	22%	1,378	8%	2,529	14%	8,656	49%	1,255	7%	4	0%	17,769
25	Rio Branco do Sul	12,631	3%	444,244	95%	5,046	1%	2,222	0%	5,415	1%	10	0%	469,569
26	Rio Negro	818	13%	529	9%	266	4%	4,284	69%	306	5%	3	0%	6,205
27	São José dos Pinhais	178,130	18%	597,004	61%	134,696	14%	18,650	2%	44,570	5%	157	0%	973,207
28	Tijucas do Sul	4,555	25%	1,561	9%	3,028	17%	7,236	40%	1,717	9%	4	0%	18,100
29	Tunas do Paraná	2,758	19%	7,315	51%	3,306	23%	253	2%	766	5%	16	0%	14,414
	<b>Total</b>	<b>6,558,563</b>		<b>7,390,911</b>		<b>5,048,376</b>		<b>2,024,829</b>		<b>2,185,665</b>		<b>25,445</b>		

(Fonte: material COPEL 2012)

## 2.5 Revisão da Análise de Planejamento do Sistema de Distribuição na Área Metropolitana de Curitiba

### 2.5.1 Revisão do Planejamento do Sistema de Distribuição na Área Metropolitana de Curitiba

Na COPEL, o Departamento de Planejamento de Expansão de Distribuição executa o plano de expansão do sistema de distribuição para dez anos, com base na análise da previsão de alimentação e demanda elétrica de médio e longo prazo, e submete à ANEEL a cada cinco anos. O plano de expansão do sistema para nível de tensão de 69 kV e acima é reportada à ANEEL como “PROGRAMA DE EXPANSÃO DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO DE ALTA TENSÃO” (doravante referenciado como PROEX). A versão

mais recente do PROEX é a “PROEX 2011-2020”. O plano de expansão do sistema para nível de tensão de 34,5 kV e abaixo, que é o plano de expansão do sistema de distribuição de cinco anos, é resumido no formato de dados PDD e reportado à ANEEL através do sistema. O PDD é um banco de dados e não é sumarizado em forma de relatório. O plano de instalação de novos transformadores e expansão da capacidade para 69 kV e 138 kV é mostrado na Tabela 2.5-1.

As fotos do local da construção de 13,8 kV e 69kV são mostradas na Figura 2.5-1.

Tabela 2.5-1 Plano de instalação dos novos transformadores e de aumento da capacidade de 69 kV e 138 kV

	Nível de tensão(kV)	Ano (MVA)											Total
		2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	
Nova Instalação	138	479.1	622.5	712.5	541.6	557.5	375.0	250.0	187.5	333.4	125.0	166.7	4,350.6
	69	135.8	41.7	125.0	458.4	125.0	166.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1,052.6
	Total	615.0	664.1	837.5	1,000.0	682.5	541.7	250.0	187.5	333.4	125.0	166.7	5,403.2
Aumento	138	9.4	41.7	20.8	62.5	0.0	20.8	30.0	0.0	0.0	0.0	0.0	185.2
	69	0.0	0.0	10.0	0.0	31.3	33.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	74.5
	Total	9.4	41.7	30.8	62.5	31.3	54.1	30.0	0.0	0.0	0.0	0.0	259.7
Total		605.6	622.5	806.7	937.5	651.2	487.6	220.0	187.5	333.4	125.0	166.7	5,143.5

(Fonte: PROEX 2011-2020)



(13.8kV)



(69kV)

Figura 2.5-1 Local da construção de 13.8kV e 69kV

(Fonte: Foto da Equipe de Pesquisa)

O plano de aumento de capacidade de 5.143,48 MVA para transformador de 69 kV e 138 kV em dez anos, cerca de 500 MVA de aumento por ano com uma média anual, e a capacidade total transformador de 69kV e 138kV é de 8,547.8 em 2012, portanto a taxa de aumento de capacidade por ano é de cerca de 6%. Supondo a taxa de crescimento na demanda por energia no Paraná entre 4 a 6% ao ano, a instalação desses novos transformadores e o projeto de aumento da capacidade parecem constituir um plano adequado.

## 2.5.2 Revisão de Análise do Sistema de Distribuição na Área Metropolitana de Curitiba

A COPEL utiliza o software de análise de sistemas denominado GISPlan para o sistema de 13,8 kV e 34,5 kV, que utiliza dados georeferenciados. A seção de tecnologia da informação que pertence ao escritório central da COPEL desenvolveu o software de análise de sistemas em 2008. O GISPlan extrai dados uma vez por mês do GISMap, que é o banco de dados de gerenciamento de instalações. As informações,

incluindo a corrente do alimentador em uma subestação, etc., também são atualizadas automaticamente uma vez por mês pelo GISMap. O GISMap tem as informações das instalações de áreas de serviço em toda a COPEL, incluindo dados diários de carga, podendo exibir informações de abertura e fechamento, enquanto estiver off-line.

Além disso, no centro de controle de distribuição, o operador utiliza o software de gerenciamento de operação e manutenção do sistema de distribuição, denominado SOD, no trabalho de operação diária. O SOD pode exibir as informações de abertura e fechamento enquanto off-line e as informações do SOD também são automaticamente atualizadas diariamente pelo GISMap. O relacionamento entre GISMap, SOD e GISPlan é mostrado na figura a seguir.

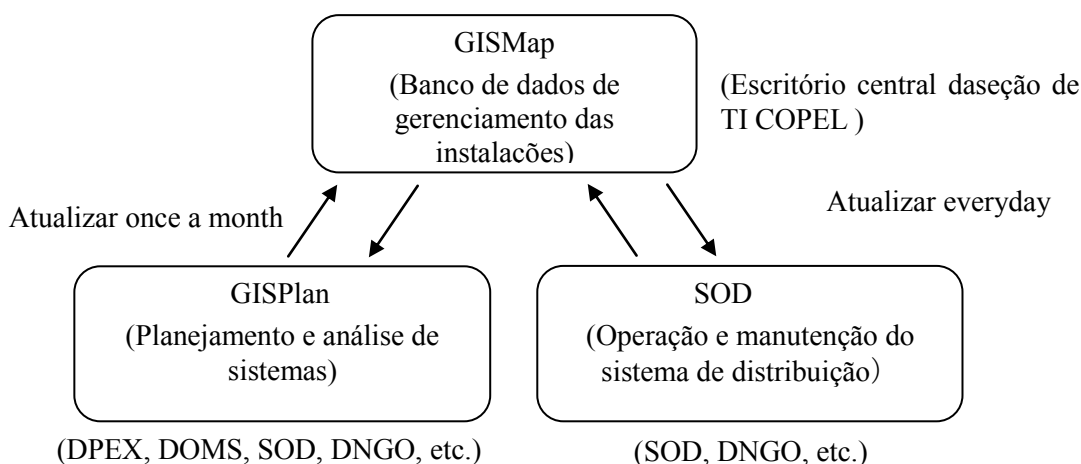


Figura 2.5-2 Imagem do Software para Gerenciamento das Instalações

(Fonte: Equipe de levantamento JICA)

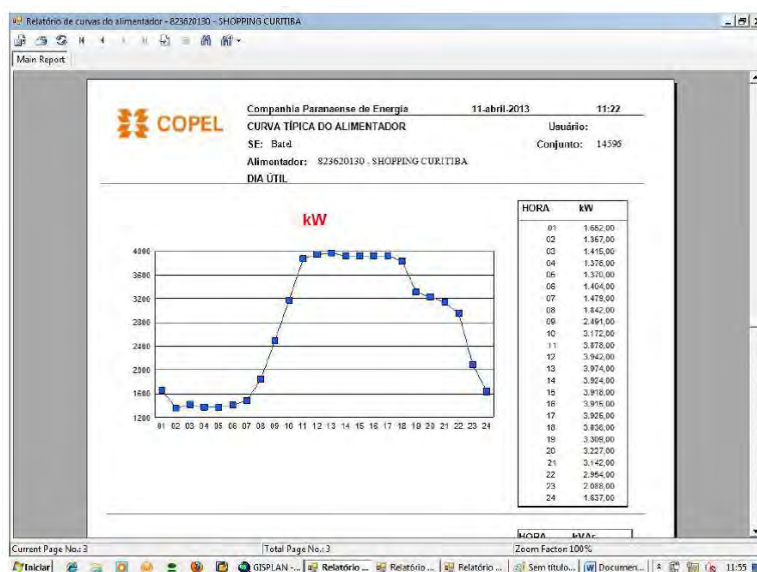


Figura 2.5-3 Dados Diários de Carga

(Fonte: Material COPEL)



As funções do GISPlan são análise de fluxo, análise de tensões, análise de perdas, análise de curtos-circuitos e grandes falhas, simulação de aumento de carga, estudo de confiabilidade, gerenciamento de falta de energia e planejamento do sistema de distribuição. Com relação a análise de fluxo de carga, análise de tensões e análise de perdas, ele tem função de projeto ideal e função de interface gráfica (classificação por cores, nível atual ou por nível de tensão, etc.), respectivamente. Além disso, a seção de proteção do sistema efetua análise de curtos-circuitos e grandes falhas.

O departamento responsável pela análise e pelo planejamento do sistema de 13,8 kV e 34,5 kV utilizando o GISPlan é o DPEX. O DPEX executa o trabalho de planejamento e projeto para 13,8 kV e 34,5 kV do sistema de distribuição no estado do Paraná. A principal função do DPEX é o projeto de um valor de corrente e queda de tensão em uma norma. Existem 23 engenheiros no DPEX sob um engenheiro chefe. Além disso, o DPEX executa o planejamento do sistema de distribuição no médio e longo prazo utilizando o GISPlan. É possível verificar que o desvio dum valor padrão não ocorre com a utilização das funções do GISPlan, pois o GISPlan pode exibir a área de falta de energia planejada e simular o fluxo de carga, queda de tensão e fator de potência na área de falta de energia planejada. As telas de resultado da análise e de planejamento do sistema de distribuição são mostradas na figura a seguir.

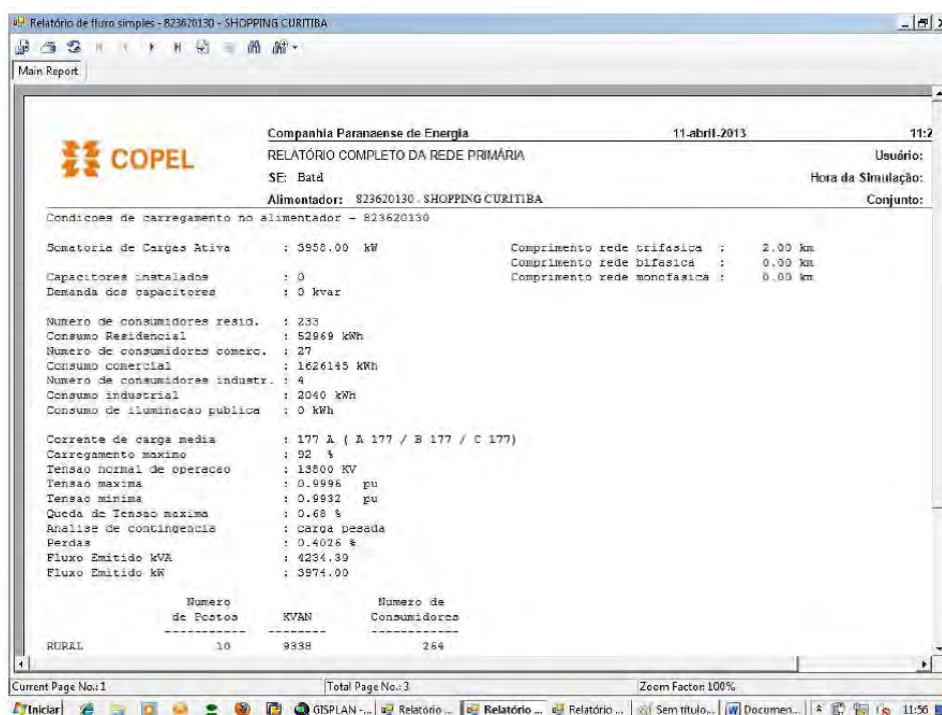


Figura 2.5-4 Tela do resultado da Análise do Sistema de Distribuição

(Source: Material COPEL)

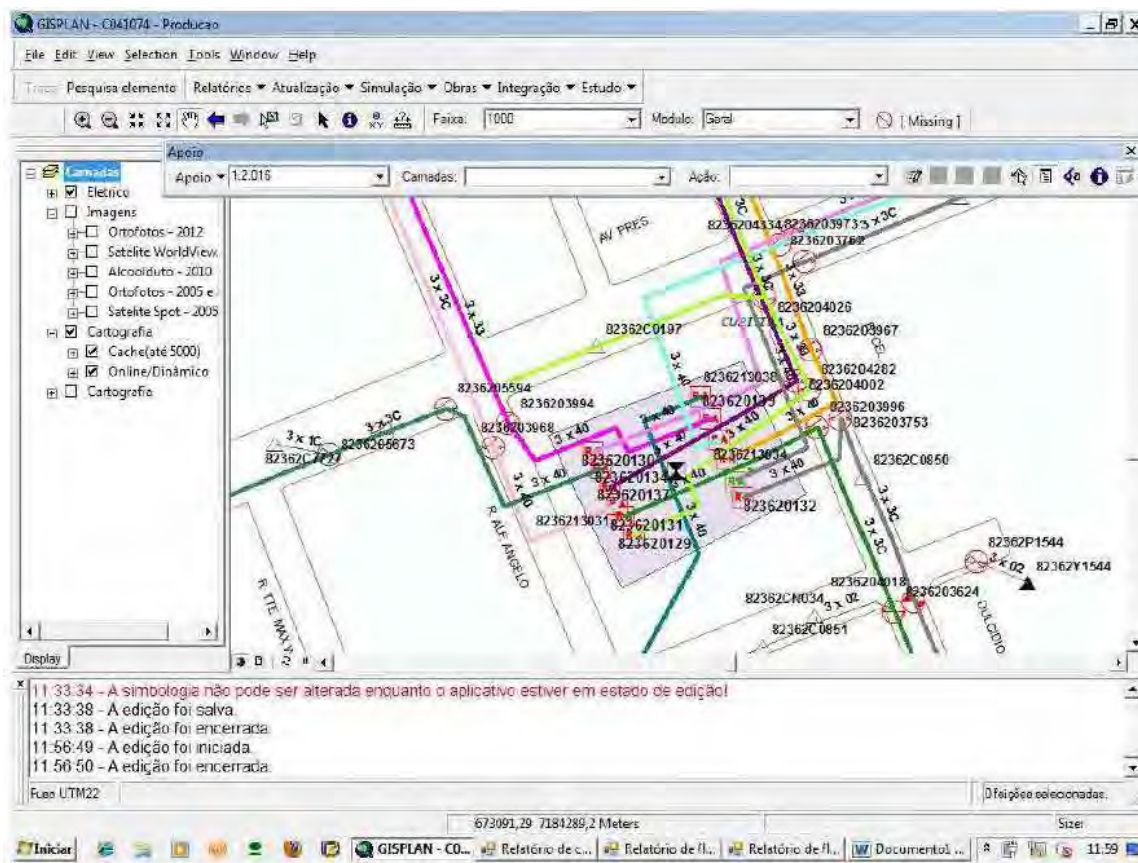


Figura 2.5-5 Tela de Planejamento do Sistema de Distribuição

(Fonte: Material COPEL)

O procedimento de atualização do mapa de planejamento do sistema de distribuição é mostrado na Figura 2.5-6. Em primeiro lugar, o DPEX altera o mapa de acordo com o plano e envia o mapa para cada Superintendência de Distribuição. Em segundo lugar, cada Superintendência de Distribuição constrói as instalações de acordo com o mapa e envia o mapa para o DNGO. Finalmente, o DNGO corrige o mapa. A seção de TI na sede da COPEL é responsável por gerenciar este sistema e planejar a introdução do sistema no novo sistema DAS/DMS, o qual a imagem é mostrada na Figura 6.2-7.



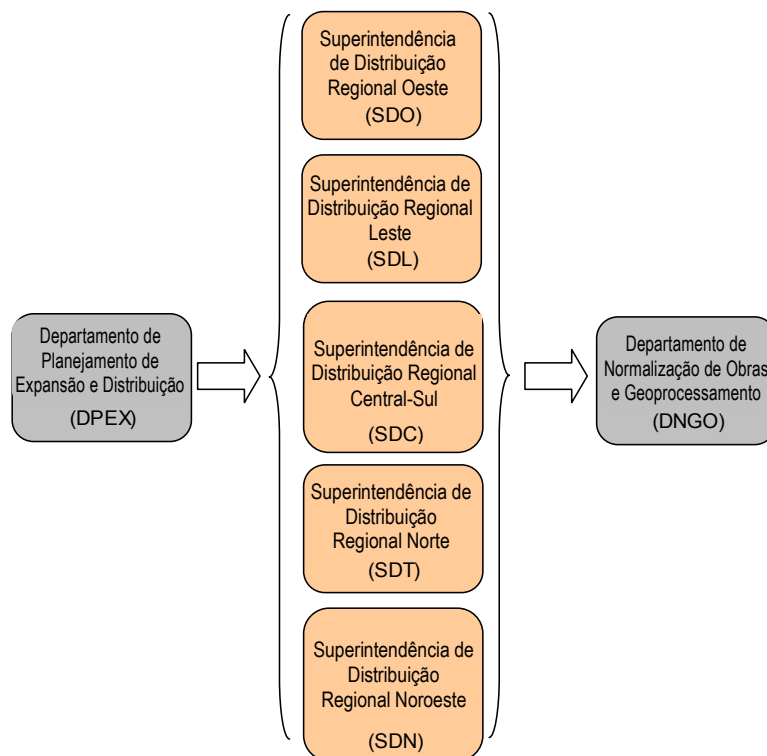


Figura 2.5-6 Procedimento de atualização do mapa de planejamento do sistema de distribuição

(Fonte: Material COPEL)

## 2.6 Situação de Queda da Transmissão na Região Metropolitana de Curitiba

### 1) Área de Serviço da COPEL

SAIDI e SAIFI para os últimos 5 anos na área de serviço da COPEL são mostrados na Tabela 2.6-1. SAIDI e SAIFI são aprimorados a cada ano, porque a ANEEL fez uma regulamentação para SAIDI/SAIFI/DMIC (ANEEL Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST Modulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica.) fazendo com que as companhias de distribuição paguem uma multa no caso de SAIDI/SAIFI/DMIC estiverem excedendo aos valores padrão descritos em 2.8.4 (1). No entanto, ainda há espaço para aprimoramento em comparação com a situação Japonesa.

Tabela 2.6-1 SAIDI e SAIFI na Região de Serviço da COPEL

Ano	SALDI (horas)	SAIFI (Nº. de quedas)
2008	12.19	10.69
2009	12.91	11.03
2010	11.46	9.46
2011	10.64	8.26
2012	10.25	7.84

(Fonte: Material da COPEL)

A COPEL analisou os motivos para SAIFI na linha de transmissão e linha de distribuição. A análise da COPEL para SAIFI na linha de distribuição é mostrada na Tabela 2.6-2. A partir desta tabela, os fatores de planejamento ocupam apenas 10% aproximadamente e os outros 90% se dão devido a fatores imprevisíveis, tais como defeito de componentes, raios quedas de árvores, etc. tocando na rede, porque eles representam mais de 10%. Os principais motivos possíveis para componentes com defeito é deterioração por envelhecimento. Deste modo, a fim de melhorar o SAIFI, a substituição periódica das instalações de distribuição e reforços de proteção contra raios e vento, etc. são fatores importantes para a COPEL.

Tabela 2.6-2 Motivos para SAIFI na Linha de Distribuição na Área de Serviço da COPEL

Motivo para SAIFI		Relação
Fatores de Planejamento	Aprimoramentos e / ou Expansões	5.0%
	Manutenção Conetiva	4.9%
Fatores Imprevisíveis	Componente Defeituoso	13.4%
	Iluminação	13.6%
	Vento	7.2%
	Árvores, etc. tocando na rede	12.8%
	Colisão (Veículos, Caminhões)	4.0%
	Não Identificado	39.1%
Total		100.0%

(Fonte: Material da COPEL)

## 2) Área Metropolitana de Curitiba

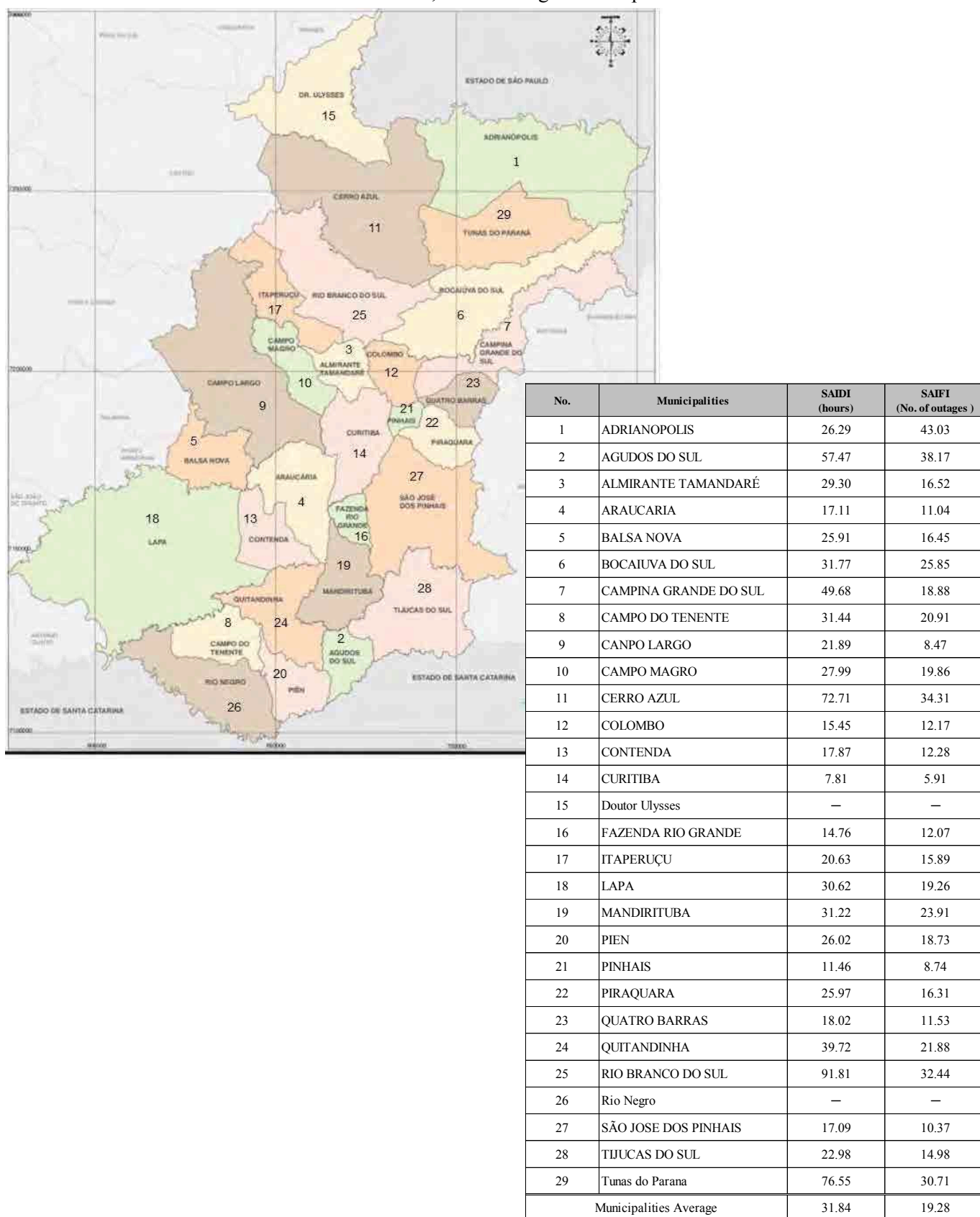
O SAIDI e SAIFI em 2012 na região metropolitana de Curitiba são mostrados na Tabela 2.6-3. A partir dos resultados da comparação da Tabela 2.6-1 com esta Tabela, o SAIDI/SAIFI na região metropolitana de Curitiba é maior que na área de serviço da COPEL. O motivo possível principal é a concentração de clientes na região metropolitana de Curitiba, porque a concentração de clientes leva à concentração de instalações de distribuição, aumentando, portanto, a possibilidade de queda de energia.

No SAIDI/SAIFI exibido na Tabela 2.6-3, o SAIDI/SAIFI na cidade de Curitiba tem valores melhores em comparação com outros municípios. As principais razões para isso são as seguintes;

O SAIFI na cidade de Curitiba: Há uma grande diferença nos comprimentos médios dos alimentadores entre a cidade de Curitiba (17km) e os outros 23 municípios (103km).

O SAIDI na cidade de Curitiba: As linhas de distribuição protegidas são promovidas para serem instaladas sistematicamente. As linhas de distribuição com isolamento foram instaladas em vez de linhas sem proteção.

Tabela 2.6-3 SAIDI e SAIFI e, 2012 na Região Metropolitana de Curitiba



(Fonte: Material da COPEL)

## 2.7 Situação de Perda nas Linhas de Transmissão e Distribuição na Região Metropolitana de Curitiba

De acordo com a entrevista com o pessoal da COPEL, a COPEL não mede as perdas técnicas independentemente. No entanto, a COPEL tem o dever de relatar as perdas técnicas e não técnicas para a ANEEL anualmente com base na fórmula da ANEEL, regulada pelo ANEEL PRODIST Módulo 7 – Cálculo de Perdas na Distribuição. (consulte o Apêndice 2-1). A Tabela 2.7-1 mostra os limites da regulamentação da ANEEL e a simulação da COPEL em 2012 com base na fórmula da ANEEL relacionada à situação de perda nas linhas de transmissão e distribuição na área de serviço da COPEL. Com base na regulamentação da ANEEL, a COPEL não pode recuperar os custos relacionados às perdas nas linhas de transmissão e distribuição que excedem aos limites da regulamentação da ANEEL. Portanto, a COPEL pode requerer um esforço para melhorar as perdas não técnicas, bem como a SAIDI/SAIFI/DMIC e queda de tensão.

Tabela 2.7-1 Situação de Perda nas Linhas de Transmissão e Distribuição na Região de Serviço da COPEL

	Regulamentação ANEEL (%)	Situação da COPEL em 2012 com base na Fórmula ANEEL (%)
Perda Técnica	6.40	6.40
Perda Não Técnica	1.40	2.05
Total	7.80	8.45

(Fonte: Material da COPEL)

## 2.8 Qualidade da Energia/ Multas na Área Metropolitana de Curitiba

### 1) SAIDI/SAIFI/DMIC

Os indicadores de continuidade no Brasil são regulamentados pela ANEEL PRODIST Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica. Os indicadores são os seguintes:

- DIC (=SAIDI) : duração da interrupção por unidade de consumidor individual
- FIC (=SAIFI) : frequência da interrupção por unidade de consumidor individual
- DMIC : interrupção contínua máxima por unidade de consumidor ou ponto de conexão

(Referência)

- DEC: duração da interrupção por conjunto de clientes (Subestação)
- FEC: frequência da interrupção por conjunto de clientes (Subestação)

A relação entre estes indicadores e as multas também é descrita na ANEEL PRODIST Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica (consulte o Apêndice 2-2). As relações entre as tensões relativas para este projeto na COPEL são mostradas na Tabela 2.8-1 a Tabela 2.8-4. A COPEL pode pagar multas aos clientes se SAIDI/SAIFI/DMIC se encaixar nas categorias nestas tabelas. O valor da multa é decidido por cada categoria. O registro atual da multa da COPEL em 2012 é mostrado na Tabela 2.8-5. O valor atual do total de multas é de aproximadamente R\$ 3 milhões. Deste modo, a equipe da JICA adverte a COPEL a dar prioridade máxima na redução destas multas pelo aprimoramento da confiabilidade das linhas de distribuição neste projeto (Para detalhes, em 5.1).

Tabela 2.8-1 SAIDI/SAIFI/DMIC em 1 kV a 69 kV em Área Urbana

DEC ou FEC	1 kV a 69 kV em Área Urbana						
	SAIDI(DIC) (horas)			SAIFI(FIC) (Nº. de quedas)			DMIC (horas)
	Anual	Cada 3 Meses	Cada Mês	Anual	Cada 3 Meses	Cada Mês	Cada Mês
1	11.25	5.62	2.81	6.48	3.24	1.62	2.36
2	11.68	5.84	2.92	6.93	3.46	1.73	2.39
3	12.12	6.06	3.03	7.37	3.68	1.84	2.41
4	12.55	6.27	3.13	7.82	3.91	1.95	2.44
5	12.99	6.49	3.24	8.27	4.13	2.06	2.46
6	13.43	6.71	3.35	8.71	4.35	2.17	2.49
7	13.86	6.93	3.46	9.16	4.58	2.29	2.52
8	14.30	7.15	3.57	9.61	4.80	2.40	2.54
9	14.73	7.36	3.68	10.05	5.02	2.51	2.57
10	15.17	7.58	3.79	10.50	5.25	2.62	2.60
11	15.61	7.80	3.90	10.95	5.47	2.73	2.62
12	16.04	8.02	4.01	11.40	5.70	2.85	2.65
13	16.48	8.24	4.12	11.84	5.92	2.96	2.68
14	16.91	8.45	4.22	12.29	6.14	3.07	2.71
15	17.35	8.67	4.33	12.74	6.37	3.18	2.74
16	17.79	8.89	4.44	13.18	6.59	3.29	2.76
17	18.22	9.11	4.55	13.63	6.81	3.40	2.79
18	18.66	9.33	4.66	14.08	7.04	3.52	2.82
19	19.09	9.54	4.77	14.52	7.26	3.63	2.85
20	19.53	9.76	4.88	14.97	7.48	3.74	2.88
>20 e 5 22	19.97	9.98	4.99	15.42	7.71	3.85	2.91
>22 e 5 24	20.84	10.42	5.21	16.31	8.15	4.07	2.98
>24 e 5 26	21.71	10.85	5.42	17.20	8.60	4.30	3.04
>26 e 5 28	22.58	11.29	5.64	18.10	9.05	4.52	3.10
>28 e 5 30	23.45	11.72	5.86	18.99	9.49	4.74	3.17
>30 e 5 32	24.33	12.16	6.08	19.88	9.94	4.97	3.24
>32 e 5 34	25.20	12.60	6.30	20.78	10.39	5.19	3.31
>34 e 5 36	26.07	13.03	6.51	21.67	10.83	5.41	3.38
>36 e 5 38	26.94	13.47	6.73	22.57	11.28	5.64	3.45
>38 e 5 40	27.81	13.90	6.95	23.46	11.73	5.86	3.52
>40 e 5 45	29.34	14.67	7.33	25.02	12.51	6.25	3.55
>45 e 5 50	31.52	15.76	7.88	27.26	13.63	6.81	3.80
>50 e 5 55	33.70	16.85	8.42	29.49	14.74	7.37	4.06
>55 e 5 60	35.88	17.94	8.97	31.72	15.86	7.93	4.34
>60 e 5 65	38.06	19.03	9.51	33.96	16.98	8.49	4.64
>65 e 5 70	40.24	20.12	10.06	36.19	18.09	9.04	4.96
>70 e 5 80	43.51	21.75	10.87	39.54	19.77	9.88	5.47
>80 e 5 90	47.87	23.93	11.96	44.01	22.00	11.00	6.23
>90 e 5 100	52.23	26.11	13.05	48.48	24.24	12.12	7.10
>100 e 5 110	56.59	28.29	14.14	52.95	26.47	13.23	8.07
>110 e 5 120	60.95	30.47	15.23	57.42	28.71	14.35	9.17
>120	63.13	31.56	15.78	59.65	29.82	14.91	9.77

(Fonte: ANEEL Módulo 8- Qualidade da Energia)

Tabela 2.8-2 SAIDI/SAIFI/DMIC em 1 kV a 69 kV em Área Rural

DEC ou FEC	1 kV a 69 kV em Área Rural						
	SAIDI(DIC) (horas)			SAIFI(FIC) (Nº. de quedas)			DMIC (horas)
	Annual	Cada 3 Meses	Cada Mês	Annual	Cada 3 Meses	Cada Mês	Cada Mês
1	31.98	15.99	7.99	15.49	7.74	3.87	4.32
2	32.62	16.31	8.15	15.96	7.98	3.99	4.39
3	33.26	16.63	8.31	16.43	8.21	4.10	4.46
4	33.90	16.95	8.47	16.90	8.45	4.22	4.53
5	34.54	17.27	8.63	17.37	8.68	4.34	4.60
6	35.18	17.59	8.79	17.84	8.92	4.46	4.67
7	35.82	17.91	8.95	18.31	9.15	4.57	4.74
8	36.46	18.23	9.11	18.78	9.39	4.69	4.81
9	37.10	18.55	9.27	19.25	9.62	4.81	4.88
10	37.74	18.87	9.43	19.72	9.86	4.93	4.95
11	38.38	19.19	9.59	20.19	10.09	5.04	5.02
12	39.02	19.51	9.75	20.66	10.33	5.16	5.09
13	39.66	19.83	9.91	21.13	10.56	5.28	5.16
14	40.30	20.15	10.07	21.60	10.80	5.40	5.24
15	40.94	20.47	10.23	22.07	11.03	5.51	5.31
16	41.58	20.79	10.39	22.54	11.27	5.63	5.38
17	42.22	21.11	10.55	23.01	11.50	5.75	5.45
18	42.86	21.43	10.71	23.48	11.74	5.87	5.52
19	43.50	21.75	10.87	23.95	11.97	5.98	5.59
20	44.14	22.07	11.03	24.42	12.21	6.10	5.66
>20 e 5 22	44.78	22.39	11.19	24.90	12.45	6.22	5.73
>22 e 5 24	46.06	23.03	11.51	25.84	12.92	6.46	5.87
>24 e 5 26	47.34	23.67	11.83	26.78	13.39	6.69	6.01
>26 e 5 28	48.61	24.30	12.15	27.72	13.86	6.93	6.15
>28 e 5 30	49.89	24.94	12.47	28.66	14.33	7.16	6.29
>30 e 5 32	51.17	25.58	12.79	29.60	14.80	7.40	6.43
>32 e 5 34	52.45	26.22	13.11	30.54	15.27	7.63	6.57
>34 e 5 36	53.73	26.86	13.43	31.48	15.74	7.87	6.72
>36 e 5 38	55.01	27.50	13.75	32.42	16.21	8.10	6.86
>38 e 5 40	56.29	28.14	14.07	33.36	16.68	8.34	7.00
>40 e 5 45	58.53	29.26	14.63	35.01	17.50	8.75	7.24
>45 e 5 50	61.73	30.86	15.43	37.36	18.68	9.34	7.60
>50 e 5 55	64.92	32.46	16.23	39.71	19.85	9.92	7.95
>55 e 5 60	68.12	34.06	17.03	42.06	21.03	10.51	8.30
>60 e 5 65	71.32	35.66	17.83	44.42	22.21	11.10	8.65
>65 e 5 70	74.52	37.26	18.63	46.77	23.38	11.69	9.01
>70 e 5 80	79.32	39.66	19.83	50.30	25.15	12.57	9.54
>80 e 5 90	85.71	42.85	21.42	55.00	27.50	13.75	10.24
>90 e 5 100	92.11	46.05	23.02	59.70	29.85	14.92	10.95
>100 e 5 110	98.50	49.25	24.62	64.41	32.20	16.10	11.65
>110 e 5 120	104.90	52.45	26.22	69.11	34.55	17.27	12.36
>120	108.10	54.05	27.02	71.46	35.73	17.86	12.71

(Fonte: ANEEL Módulo 8- Qualidade da Energia)

Tabela 2.8-3 SAIDI/SAIFI/DMIC em Menos de 1 kV em Área Urbana

DEC ou FEC	Menos de 1 kV em Área Urbana						
	SAIDI(DIC) (horas)			SAIFI(FIC) (Nº. de quedas)			DMIC (horas)
	Anual	Cada 3 Meses	Cada Mês	Anual	Cada 3 Meses	Cada Mês	Cada Mês
1	16.00	8.00	4.00	11.20	5.60	2.80	2.09
2	16.47	8.23	4.11	11.45	5.72	2.86	2.18
3	16.95	8.47	4.23	11.70	5.85	2.92	2.26
4	17.43	8.71	4.35	11.95	5.97	2.98	2.35
5	17.91	8.95	4.47	12.20	6.10	3.05	2.43
6	18.38	9.19	4.59	12.45	6.22	3.11	2.52
7	18.86	9.43	4.71	12.70	6.35	3.17	2.60
8	19.34	9.67	4.83	12.95	6.47	3.23	2.69
9	19.82	9.91	4.95	13.20	6.60	3.30	2.77
10	20.30	10.15	5.07	13.45	6.72	3.36	2.86
11	20.77	10.38	5.19	13.70	6.85	3.42	2.94
12	21.25	10.62	5.31	13.95	6.97	3.48	3.03
13	21.73	10.86	5.43	14.20	7.10	3.55	3.11
14	22.21	11.10	5.55	14.45	7.22	3.61	3.20
15	22.69	11.34	5.67	14.70	7.35	3.67	3.29
16	23.16	11.58	5.79	14.95	7.47	3.73	3.37
17	23.64	11.82	5.91	15.20	7.60	3.80	3.46
18	24.12	12.06	6.03	15.45	7.72	3.86	3.54
19	24.60	12.30	6.15	15.70	7.85	3.92	3.63
20	25.08	12.54	6.27	15.96	7.98	3.99	3.71
>20 e 5 22	25.89	12.94	6.47	16.47	8.23	4.11	3.80
>22 e 5 24	27.48	13.74	6.87	17.42	8.71	4.35	3.97
>24 e 5 26	29.06	14.53	7.26	18.37	9.18	4.59	4.14
>26 e 5 28	30.65	15.32	7.66	19.32	9.66	4.83	4.31
>28 e 5 30	32.23	16.11	8.05	20.28	10.14	5.07	4.48
>30 e 5 32	33.82	16.91	8.45	21.23	10.61	5.30	4.65
>32 e 5 34	35.40	17.70	8.85	22.18	11.09	5.54	4.82
>34 e 5 36	36.99	18.49	9.24	23.13	11.56	5.78	4.99
>36 e 5 38	38.57	19.28	9.64	24.08	12.04	6.02	5.16
>38 e 5 40	40.16	20.08	10.04	25.04	12.52	6.26	5.33
>40 e 5 45	42.93	21.46	10.73	26.70	13.35	6.67	5.63
>45 e 5 50	46.89	23.44	11.72	29.08	14.54	7.27	6.05
>50 e 5 55	50.86	25.43	12.71	31.46	15.73	7.86	6.48
>55 e 5 60	54.82	27.41	13.70	33.84	16.92	8.46	6.90
>60 e 5 65	58.78	29.39	14.69	36.22	18.11	9.05	7.33
>65 e 5 70	62.74	31.37	15.68	38.60	19.30	9.65	7.75
>70 e 5 80	68.68	34.34	17.17	42.17	21.08	10.54	8.39
>80 e 5 90	76.61	38.30	19.15	46.93	23.46	11.73	9.24
>90 e 5 100	84.53	42.26	21.13	51.69	25.84	12.92	10.09
>100 e 5 110	92.46	46.23	23.11	56.45	28.22	14.11	10.94
>110 e 5 120	100.38	50.19	25.09	61.21	30.60	15.30	11.80
>120	104.34	52.17	26.08	63.59	31.79	15.89	12.22

(Fonte: ANEEL Módulo 8- Qualidade da Energia)



Tabela 2.8-4 SAIDI/SAIFI/DMIC em Menos de 1 kV em Área Rural

DEC ou FEC	Menos de 1 kV em Área Rural						
	SAIDI(DIC) (horas)			SAIFI(FIC) (Nº. de quedas)			DMIC (horas)
	Annual	Cada 3 Meses	Cada Mês	Annual	Cada 3 Meses	Cada Mês	Cada Mês
1	36.00	18.00	9.00	28.00	14.00	7.00	4.57
2	36.57	18.28	9.14	28.29	14.14	7.07	4.67
3	37.15	18.57	9.28	28.59	14.29	7.14	4.77
4	37.73	18.86	9.43	28.89	14.44	7.22	4.87
5	38.30	19.15	9.57	29.19	14.59	7.29	4.97
6	38.88	19.44	9.72	29.49	14.74	7.37	5.07
7	39.46	19.73	9.86	29.79	14.89	7.44	5.17
8	40.03	20.01	10.00	30.09	15.04	7.52	5.28
9	40.61	20.30	10.15	30.39	15.19	7.59	5.38
10	41.19	20.59	10.29	30.69	15.34	7.67	5.48
11	41.76	20.88	10.44	30.98	15.49	7.74	5.58
12	42.34	21.17	10.58	31.28	15.64	7.82	5.68
13	42.92	21.46	10.73	31.58	15.79	7.89	5.78
14	43.49	21.74	10.87	31.88	15.94	7.97	5.88
15	44.07	22.03	11.01	32.18	16.09	8.04	5.98
16	44.65	22.32	11.16	32.48	16.24	8.12	6.08
17	45.22	22.61	11.30	32.78	16.39	8.19	6.19
18	45.80	22.90	11.45	33.08	16.54	8.27	6.29
19	46.38	23.19	11.59	33.38	16.69	8.34	6.39
20	46.96	23.48	11.74	33.68	16.84	8.42	6.49
>20 e 5 22	47.79	23.89	11.94	34.16	17.08	8.54	6.59
>22 e 5 24	49.42	24.71	12.35	35.10	17.55	8.77	6.79
>24 e 5 26	51.05	25.52	12.76	36.04	18.02	9.01	6.99
>26 e 5 28	52.68	26.34	13.17	36.98	18.49	9.24	7.20
>28 e 5 30	54.31	27.15	13.57	37.92	18.96	9.48	7.40
>30 e 5 32	55.94	27.97	13.98	38.86	19.43	9.71	7.60
>32 e 5 34	57.57	28.78	14.39	39.80	19.90	9.95	7.80
>34 e 5 36	59.20	29.60	14.80	40.74	20.37	10.18	8.01
>36 e 5 38	60.83	30.41	15.20	41.69	20.84	10.42	8.21
>38 e 5 40	62.45	31.22	15.61	42.63	21.31	10.65	8.41
>40 e 5 45	65.30	32.65	16.32	44.27	22.13	11.06	8.76
>45 e 5 50	69.38	34.69	17.34	46.62	23.31	11.65	9.27
>50 e 5 55	73.45	36.72	18.36	48.98	24.49	12.24	9.77
>55 e 5 60	77.52	38.76	19.38	51.33	25.66	12.83	10.28
>60 e 5 65	81.59	40.79	20.39	53.68	26.84	13.42	10.79
>65 e 5 70	85.66	42.83	21.41	56.03	28.01	14.00	11.29
>70 e 5 80	91.77	45.88	22.94	59.56	29.78	14.89	12.05
>80 e 5 90	99.92	49.96	24.98	64.26	32.13	16.06	13.06
>90 e 5 100	108.06	54.03	27.01	68.97	34.48	17.24	14.07
>100 e 5 110	116.20	58.10	29.05	73.67	36.83	18.41	15.08
>110 e 5 120	124.35	62.17	31.08	78.38	39.19	19.59	16.09
>120	128.42	64.21	32.10	80.73	40.36	20.18	16.60

(Fonte: ANEEL Módulo 8- Qualidade da Energia)

Tabela 2.8-5 Registro Atual de Multas da COPEL em 2012 para SAIDI/SAIFI/DMIC

Municipal		DIC Total	FIC Total	DMIC Total	(DIC+FIC+DMIC) Total	Quantidade Total DIC	Quantidade Total FIC	Quantidade Total DMIC	Quantidade Total Total
1	ADRIANOPOLIS	R\$ 12.13	R\$ 22,073.18	R\$ 213.61	R\$ 22,299	45	2,768	80	2,893
2	AGUDOS DO SUL	R\$ 5,756.65	R\$ 475.26	R\$ 5,412.08	R\$ 17,531	1,189	270	1,471	2,929
3	ALMIRANTE TAMANDARÉ	R\$ 67,397.34	R\$ 5,925.73	R\$ 5,227.47	R\$ 78,551	5,241	3,794	1,455	10,490
4	ARAUCARIA	R\$ 58,608.21	R\$ 62,635.18	R\$ 37,253.91	R\$ 158,497	16,807	22,905	9,388	49,100
5	BALSA NOVA	R\$ 1,854.47	R\$ 518.62	R\$ 1,887.13	R\$ 4,260	724	358	233	1,315
6	BOCAIUVA DO SUL	R\$ 3,663.35	R\$ 26,708.39	R\$ 3,147.69	R\$ 33,519	1,001	7,643	713	9,357
7	CAMPINA GRANDE DO SUL	R\$ 40,524.40	R\$ 6,782.10	R\$ 25,060.70	R\$ 72,367	8,320	5,078	3,087	16,485
8	CAMPO DO TENENTE	R\$ 2,564.35	R\$ 2,456.78	R\$ 3,203.55	R\$ 8,225	1,148	527	1,351	3,026
9	CAMPO LARGO	R\$ 9,086.43	R\$ 700.06	R\$ 4,744.75	R\$ 14,531	856	323	1,085	2,264
10	CAMPO MAGRO	R\$ 15,029.44	R\$ 16,988.80	R\$ 8,611.44	R\$ 40,630	8,173	5,914	5,012	19,099
11	CERRO AZUL	R\$ 8,282.92	R\$ 940.46	R\$ 3,245.21	R\$ 12,469	5,105	719	1,888	7,712
12	COLOMBO	R\$ 40,001.54	R\$ 66,392.92	R\$ 49,398.05	R\$ 155,793	22,688	37,489	19,506	79,683
13	CONTENDA	R\$ 1,848.42	R\$ 2,736.94	R\$ 1,890.61	R\$ 6,476	959	1,710	788	3,457
14	CURITIBA	R\$ 448,105.09	R\$ 372,179.96	R\$ 443,926.43	R\$ 1,264,211	152,911	122,157	152,465	427,533
15	Doutor Ulysses	—	—	—	—	—	—	—	—
16	FAZENDA RIO GRANDE	R\$ 19,903.85	R\$ 37,250.77	R\$ 21,715.88	R\$ 78,871	10,142	27,248	6,888	44,278
17	ITAPERUÇU	R\$ 31.88	R\$ 1,673.04	R\$ 1,613.43	R\$ 3,318	57	293	747	1,097
18	LAPA	R\$ 21,127.61	R\$ 6,077.98	R\$ 8,087.53	R\$ 35,293	7,019	1,911	2,938	11,868
19	MANDIRITUBA	R\$ 13,099.12	R\$ 11,369.16	R\$ 27,058.11	R\$ 51,526	4,531	5,906	4,843	15,280
20	PIEN	R\$ 33,372.10	R\$ 60,672.90	R\$ 9,428.13	R\$ 103,473	7,437	11,558	2,026	21,021
21	PINHAIS	R\$ 34,848.55	R\$ 24,241.34	R\$ 56,916.15	R\$ 116,006	16,491	15,935	20,266	52,692
22	PIRAQUARA	R\$ 27,135.99	R\$ 26,692.99	R\$ 16,138.15	R\$ 69,967	8,132	13,246	6,117	27,495
23	QUATRO BARRAS	R\$ 35,574.86	R\$ 16,880.11	R\$ 16,217.33	R\$ 68,672	5,851	6,400	2,401	14,652
24	QUITANDINHA	R\$ 9,821.68	R\$ 926.45	R\$ 11,915.18	R\$ 22,663	4,905	915	2,569	8,389
25	RIO BRANCO DO SUL	R\$ 47,938.09	R\$ 23,782.55	R\$ 10,303.85	R\$ 82,024	11,040	9,611	3,568	24,219
26	Rio Negro	—	—	—	—	—	—	—	—
27	SÃO JOSE DOS PINHAIS	R\$ 107,530.47	R\$ 87,681.23	R\$ 75,632.66	R\$ 270,844	37,792	35,864	26,358	100,014
28	TIJUCAS DO SUL	R\$ 5,950.02	R\$ 5,097.75	R\$ 1,589.72	R\$ 12,637	1,221	1,356	707	3,284
29	TUNAS	R\$ 35,535.14	R\$ 1,700.52	R\$ 13,027.09	R\$ 50,263	5,643	502	3,409	9,554
Total (29Municipalities)		R\$ 1,094,604	R\$ 891,561	R\$ 862,866	R\$ 2,854,918	345,428	342,400	281,359	969,186

(Fonte: Material da COPEL)

## 2) Tensão

A qualidade da tensão é regulamentada pela Resolução ANEEL N°. 676/2003. As regulamentações de tensões relativas para este projeto na COPEL são mostradas na Tabela 2.8-6 e na Tabela 2.8-7. TL significa tensão padrão e TC significa tensão do contrato. A classificação da tensão é categorizada por três categorias (Bom, Ruim e Crítico) Ruim e Crítico possuem períodos de reparo como em 90 dias ou em 15 dias, respectivamente. A qualidade da tensão não é medida sempre e é medida com base nas reclamações dos clientes. Se a COPEL não puder reparar a tensão na condição ruim em 90 dias, a COPEL deve pagar uma multa para o cliente. E em relação à condição crítica, a COPEL precisa reparar a tensão em 15 dias. Se a COPEL não reparar em 15 dias, a COPEL também deve pagar uma multa ao cliente.

A Tabela 2.8-8 mostra o registro atual de multa de voltagem, que a COPEL pagou em 2012. o valor total é de aproximadamente R\$ 33,000. Embora este valor seja menor que a multa para SAIDI/SAIFI/DMIC, a equipe JICA adverte a COPEL a dar prioridade ao aprimoramento da tensão neste projeto também (Para detalhes em 5.1).

Tabela 2.8-6 Limite de Gerenciamento de Tensão no Ponto de Serviço por Acima de 1 kV e Menos de 69 kV

Classificação da Tensão		Relação entre a Tensão Padrão (TL) e Tensão do Contrato (TC)	
Boa	Condição Normal	$0.93TC \leq TL \leq 1.05TC$	
Ruim	Período de reparo 90 dias	$0.9TC \leq TL \leq 0.93TC$	
Crítica	Período de reparo 15 dias	$TL < 0.90TC$ ou $TL > 1.05TC$	

(Fonte: Resolução ANEEL N°. 676/2003)

Tabela 2.8-7 Limite de Gerenciamento de Tensão no Ponto de Serviço por Menos de 1 kV

Classificação da Tensão		Limite de Gerenciamento de Tensão para Tensão padrão (TL)
Boa	Condição Normal	$201 \leq TL \leq 231/116 \leq TL \leq 133$
Ruim	Período de reparo 90 dias	$189 \leq TL < 201$ ou $231 < TL \leq 233/109 \leq TL < 116$ ou $133 < TL \leq 140$
Crítica	Período de reparo 15 dias	$TL < 189$ ou $TL > 233/TL < 109$ ou $TL > 140$

(Fonte: Resolução ANEEL N°. 676/2003)

Tabela 2.8-8 Multa de Tensão da COPEL na Região Metropolitana de Curitiba em 2012

	<b>Municípios</b>	<b>Multa da Tensão (R\$)</b>
1	Adrianópolis	-
2	Agudos do Sul	-
3	Almirante Tamandaré	24,798
4	Araucária	5
5	Balsa Nova	-
6	Bocaiúva do Sul	-
7	Campina Grande do Sul	-
8	Campo do Tenente	-
9	Campo Largo	-
10	Campo Magro	-
11	Cerro Azul	-
12	Colombo	1,269
13	Contenda	-
14	Curitiba	2,735
15	Doutor Ulysses	-
16	Fazenda Rio Grande	10
17	Itaperuçu	-
18	Lapa	-
19	Mandirituba	-
20	Pien	-
21	Pinhals	418
22	Piraquara	2,287
23	Quatro Barras	425
24	Quitandinha	-
25	Rio Branco do Sul	688
26	Rio Negro	-
27	São Jose dos Pinhals	481
28	Tijucas do Sul	-
29	Tunas do Parana	-
	<b>TOTAL</b>	<b>33,116</b>

*(Fonte: Material da COPEL)*

### 3) Fator de Energia

O fator de energia também é regulamentado pela ANEEL PRODIST Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica. Como uma condição anterior pela que o cliente relaciona à rede da COPEL por mais de 0,92, a COPEL tem responsabilidade pelo aprimoramento do fator de energia de até 0,92. Em relação ao fator de energia de menos de 0,92, a responsabilidade desta categoria pertence aos clientes. Deste modo, no caso de fator de energia de menos de 0,92, a COPEL pode solicitar ao cliente melhorar seu fator de energia. Além disso, a COPEL mede o total de energia negativa no medidor em clientes

grandes e cobra multa (o total de medido de energia negativa x 0,8) dos clientes, a qual é adicionada na conta de eletricidade.

Tabela 2.8-9 Fator de Energia na COPEL

Média na COPEL	0.95
Responsabilidade da COPEL	mais de 0.92
Responsabilidade do Cliente	Não mais de 0.92

(Fonte: Material da COPEL)

## 2.9 Situação Sócio-econômica da Região Metropolitana de Curitiba

### 2.9.1 Localização, Área, e Demografia

O Estado do Paraná está localizado no sul do Brasil, o centro da economia Brasileira, fazendo fronteira com os Estados de São Paulo, Santa Catarina, Mato Grosso do Sul, e também está em contato com as fronteiras da Argentina e Paraguai. O PIB per capita do estado do Paraná em 2010 está na sétima posição entre 26 estados e 1 distrito federal no Brasil (Tabela 2.9-1)

Tabela 2.9-1 PIB per Capita dos Estados e Distrito Federal no Brasil

Estado	PIB per capita (R\$)		Estado / Distrito Federal	PIB per capita (R\$)	
	2005	2010		2005	2010
<b>Norte</b>			Sergipe	6,821	11,572
Rondônia	8,408	15,098	Bahia	6,583	11,007
Acre	6,692	11,567	<b>Sudeste</b>		
Amazonas	10,320	17,173	Minas Gerais	10,012	17,932
Roraima	8,123	14,052	Espírito Santo	13,846	23,379
Pará	5,617	10,259	Rio de Janeiro	16,052	25,455
Amapá	7,344	12,361	São Paulo	17,977	30,243
Tocantins	6,957	12,462	<b>Sul</b>		
<b>Nordeste</b>			<b>Paraná</b>	<b>12,339</b>	<b>20,814</b>
Maranhão	4,150	6,889	Santa Catarina	14,539	24,398
Piauí	3,700	7,073	Rio Grande do Sul	13,310	23,606
Ceará	5,054	9,216	<b>Centro-Oeste</b>		
Rio Grande do Norte	5,948	10,208	Mato Grosso do Sul	9,557	17,766
Paraíba	4,690	8,481	Mato Grosso	13,365	19,644
Pernambuco	5,931	10,822	Goiás	8,992	16,252
Alagoas	4,687	7,874	Distrito Federal	34,510	58,489

(Fonte: Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE) “Contas Regionais do Brasil”)

A Região Metropolitana de Curitiba (“RMC”) na região leste do Estado do Paraná consiste de 29 municípios definidos pela Lei Estadual N°. 139/2011 (Figura 2.9-1). A população total é de aproximadamente 3,2 milhões, que é aproximadamente 31% da população total do Estado do Paraná (Figura 2.9-1). A população da Cidade de Curitiba é de 1,75 milhões, contando com mais da metade da população total da Região Metropolitana de Curitiba. A área total é de 16.629 km<sup>2</sup>, aproximadamente 8% de toda a área do Estado do Paraná com -199, 307 km<sup>2</sup>. A população está mais concentrada nesta área do Estado do Paraná, que é de 197,62 habitantes / km<sup>2</sup> enquanto que a densidade do Estado do Paraná é de 52,4

habitantes/ km<sup>2</sup>.

No Estado do Paraná, há três outras regiões metropolitanas: as Regiões Metropolitanas de Londrina, Maringá e Umuarama, que também são os polos de desenvolvimento. Em comparação a elas, a população da Área Metropolitana de Curitiba é a maior no Estado do Paraná e está em oitavo lugar entre as 36 áreas metropolitanas no Brasil (consulte a Tabela 2.9-1 e a Figura 2.9-2).

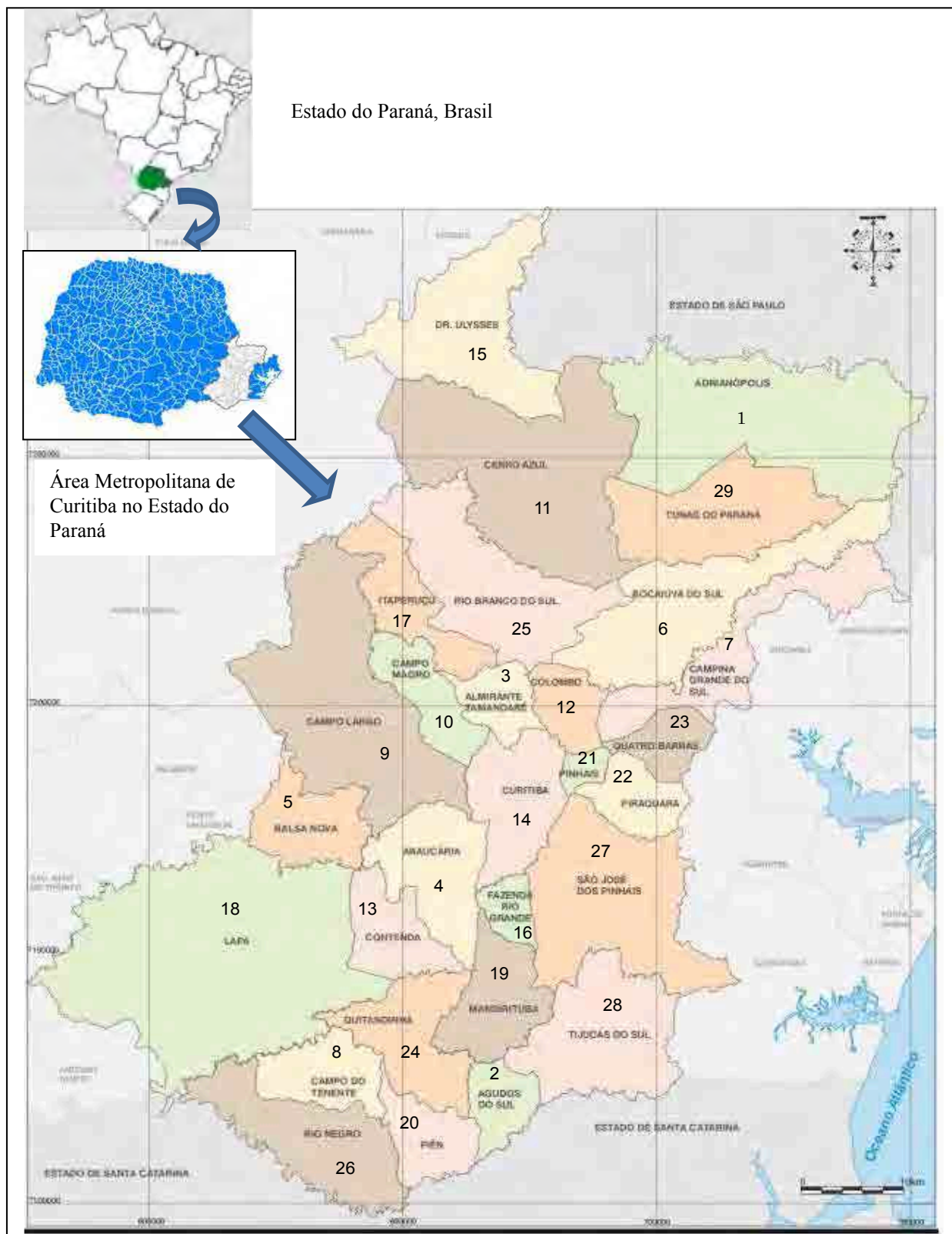


Figura 2.9-1 Região Metropolitana de Curitiba

Nota: As numerações dos municípios nesta figura são as mesmas exibidas nas Tabelas deste relatório.

(Fonte: Elaborado pelos mapas da IPARDE e COMEC)

Tabela 2.9-2 População das Regiões Metropolitanas no Brasil

Região Metropolitana	Estado	População Total	Região Metropolitana	Estado	População Total
1 São Paulo	São Paulo	19,683,975	19 Norte/Nordeste Catarinense	Santa Catarina	1,094,412
2 Rio de Janeiro	Rio de Janeiro	11,835,708	20 Florianópolis	Santa Catarina	1,012,233
3 Belo Horizonte	Minas Gerais	5,414,701	21 Aracaju	Sergipe	835,816
4 Porto Alegre	Rio Grande do Sul	3,958,985	22 Vale do Rio Cuiabá	Mato Gross	833,766
5 Recife	Pernambuco	3,690,547	23 Londrina	Paraná	764,348
6 Fortaleza	Ceará	3,615,767	24 Vale do Itajaí	Santa Catarina	689,731
7 Salvador	Bahia	3,573,973	25 Campina Grande	Pernambuco	687,039
8 Curitiba	Paraná	3,174,201	26 Vale do Aço	Minas Gerais	615,297
9 Campinas	São Paulo	2,797,137	27 Maringá	Paraná	612,545
10 Goiânia	Goiás	2,173,141	28 Agreste	Alagoas	601,049
11 Manaus	Amazonas	2,106,322	29 Cariri	Ceará	564,478
12 Belém	Pará	2,101,883	30 Carbonífera	Santa Catarina	550,206
13 Grande Vitória	Espírito Santo	1,687,704	31 Foz do Rio Itajaí	Santa Catarina	532,771
14 Baixada Santista	São Paulo	1,664,136	32 Macapá	Amapá	499,466
15 Natal	Rio Grande no Norte	1,351,004	33 Chapecó	Santa Catarina	403,494
16 Grande São Luís	Maranhão	1,331,181	34 Tubarão	Santa Catarina	356,721
17 João Pessoa	Pernambuco	1,198,576	35 Lages	Santa Catarina	350,532
18 Maceió	Alagoas	1,156,364	36 Sudoeste Maranhense	Maranhão	345,873

(Fonte: Instituto Brasileiro de Geografia e Estatísticas (IBGE) “Censo 2010”)



Figura 2.9-2 Principais Áreas Metropolitanas no Brasil (2009)

(Fonte: IBGE)



Examinando os indicadores demográficos em cada município na Tabela 2.9-3, uma grande disparidade é observada entre elas. Os municípios localizados distantes da Cidade de Curitiba, como Adrianópolis, Doutor Ulisses ao norte e Tucunas do Paraná no sul possuem apenas menos de 10 habitantes /km<sup>2</sup> enquanto que Curitiba tem mais de 4.000 habitantes/km<sup>2</sup> e Colombo e Pinhais têm mais de 1.000 habitantes /km<sup>2</sup>.

A distribuição da população também difere entre os municípios. As taxas de urbanização de alguns municípios são muito altas com mais de 90% (Almirante Tamandaré, Araucária, Colombo, Fazenda Rio Grande e Quatro Barras), enquanto que outras são de menos de 40% (Adrianópolis, Agudos do Sul, Cerro Azul, Doutor Ulysses, Mandirituba, Quitandinha e Tijucas do Sul), pois a maior parte da população está localizada na zona rural.

Tabela 2.9-3 Indicadores Demográficos da Região Metropolitana de Curitiba (2010)

Municípios	População Total	População Urbana	População Rural	Taxa de Urbanização (%)	Área (km <sup>2</sup> )	Densidade (habitantes/km <sup>2</sup> )
1 Adrianópolis	6,376	2,060	4,316	32.31	1341.33	4.68
2 Agudos do Sul	8,270	2,822	5,448	34.12	191.82	44.07
3 Almirante Tamandaré	103,204	98,892	4,312	95.82	191.11	551.81
4 Araucária	119,123	110,205	8,918	92.51	471.38	260.70
5 Balsa Nova	11,300	6,870	4,430	60.80	344.19	33.52
6 Bocaiúva do Sul	10,987	5,128	5,859	46.67	825.76	13.66
7 Campina Grande do Sul	38,769	31,961	6,808	82.44	540.63	72.89
8 Campo do Tenente	7,125	4,194	2,931	58.86	304.29	23.81
9 Campo Largo	112,377	94,171	18,206	83.80	1282.56	89.93
10 Campo Magro	24,843	19,547	5,296	78.68	278.22	91.70
11 Cerro Azul	16,938	4,808	12,130	28.39	1341.32	12.69
12 Colombo	212,967	203,203	9,764	95.42	197.81	1,099.28
13 Contenda	15,891	9,231	6,660	58.09	300.57	54.20
14 Curitiba	1,751,907	1,751,907	-	100.00	435.50	4,079.87
15 Doutor Ulysses	5,727	929	4,798	16.22	787.32	7.22
16 Fazenda Rio Grande	81,675	75,928	5,747	92.96	115.38	732.50
17 Itaperuçu	23,887	19,956	3,931	83.54	320.16	76.75
18 Lapa	44,932	27,222	17,710	60.58	2097.75	21.61
19 Mandirituba	22,220	7,414	14,806	33.37	381.39	60.11
20 Pien	11,236	4,523	6,713	40.25	256.93	44.58
21 Pinhais	117,008	117,008	-	100.00	61.14	1,952.65
22 Piraquara	93,207	45,738	47,469	49.07	225.22	426.35
23 Quatro Barras	19,851	17,941	1,910	90.38	181.27	112.59
24 Quitandinha	17,089	4,887	12,202	28.60	446.40	38.90
25 Rio Branco do Sul	30,650	22,045	8,605	71.92	816.71	37.77
26 Rio Negro	31,274	25,710	5,564	82.21	603.71	52.45
27 São José dos Pinhais	264,210	236,895	27,315	89.66	944.28	289.38
28 Tijucas do Sul	14,537	2,285	12,252	15.72	671.93	22.15
29 Tunas do Paraná	6,256	2,792	3,464	44.63	671.71	9.91
<b>TOTAL</b>	<b>3,223,836</b>	<b>2,956,272</b>	<b>267,564</b>	<b>91.70</b>	<b>16,627.79</b>	<b>197.62</b>

(Fonte: Instituto Paranaense de Desenvolvimento Econômico e Social (IPARDE))

## 2.9.2 Desenvolvimento Econômico e Social

O PIB na Região Metropolitana de Curitiba é de aproximadamente R\$ 95 milhões, a quinta maior economia

nas regiões metropolitanas no Brasil<sup>3</sup>. A participação do setor de serviços é responsável por 69,4% do valor total da produção. O restante consiste do setor industrial, 29%, e setor agrícola, 1,6%.

As Atividades Econômicas na Região Metropolitana de Curitiba variam dependendo do município. Fora de Curitiba, os municípios com mais de R\$10 milhões em PIB são Araucária e José dos Pinhais onde o investimento na indústria foi concentrado. Os setores industrial e de serviços foram desenvolvidos também em Campo Largo, Colombo e Pinhais, que têm mais de R\$ 1 milhão em PIB. Por outro lado, Adrianópolis, Campo Tenente, Cerro Azul e Doutor Ulysses têm as maiores participações em participações de produtos agrícolas e o PIB nestas áreas estão em torno de R\$ 100 a 200 mil.

Tabela 2.9-4 Indicadores Econômicos e Sociais da Região Metropolitana de Curitiba (2010)

Muniípios	Indicadores Econômicos					Indicadores Sociais			
	Parcela do valor de produção total <sup>1)</sup>					Educação	Saúde	Taxa de Pobreza	
	PIB (1,000 R\$)	Agricultura (%)	Indústria (%)	Serviços (%)	Investimentos Valor (Milhões R\$) <sup>2)</sup>	Taxa de Alfabetização (%)	Taxa de Mortalidade Infantil N°./1,000 (nascidos vivos)	Ano 2000 (%)	Ano 2010 (%)
1 Adrianópolis	85.48	54.67	6.57	38.76	340.00	83.18	-	43.44	24.30
2 Agudos do Sul	73.93	44.51	7.28	48.22	-	91.16	-	38.91	18.90
3 Almirante Tamandaré	723.92	1.27	32.53	66.20	-	93.94	7.58	22.17	8.10
4 Araucária	12,371.03	0.59	42.67	56.74	-	96.45	10.53	17.71	4.90
5 Balsa Nova	290.36	8.61	54.98	36.42	-	95.45	17.14	21.57	18.30
6 Bocai?va do Sul	107.81	30.48	14.20	55.31	-	90.95	27.59	29.02	12.40
7 Campina Grande do Sul	584.85	2.54	22.63	74.83	15.00	93.97	24.10	21.35	8.20
8 Campo do Tenente	106.38	50.82	6.94	42.24	-	90.94	20.41	38.07	17.00
9 Campo Largo	1,640.61	3.90	31.35	64.75	805.20	95.50	17.09	15.91	6.70
10 Campo Magro	208.68	11.93	23.09	64.98	-	93.83	15.08	21.46	8.70
11 Cerro Azul	216.29	59.68	5.55	34.77	-	82.27	25.51	48.66	30.70
12 Colombo	2,128.44	1.35	27.70	70.95	-	95.35	12.77	17.34	6.70
13 Contenda	159.10	25.71	16.86	57.43	-	94.94	20.00	28.29	11.20
14 Curitiba	53,106.50	0.05	19.55	80.40	1.62	97.87	9.11	8.61	4.90
15 Doutor Ulysses	103.02	68.29	3.48	28.23	-	82.66	16.13	57.29	40.00
16 Fazenda Rio Grande	618.79	1.11	30.12	68.77	1.41	95.53	14.06	20.11	11.40
17 Itaperuçu	204.99	6.18	29.06	64.77	-	89.21	26.55	35.64	11.00
18 Lapa	778.81	24.21	22.48	53.30	210.00	94.33	15.53	31.54	14.00
19 Mandirituba	276.21	15.12	32.93	51.95	-	93.37	11.36	26.56	13.90
20 Pien	280.43	19.62	49.59	30.79	-	95.79	20.00	27.95	13.00
21 Pinhais	4,493.03	0.04	19.38	80.58	-	96.65	12.97	14.18	9.20
22 Piraquara	547.47	1.49	24.09	74.42	-	94.97	14.63	23.17	10.60
23 Quatro Barras	609.31	0.91	60.58	38.51	4.30	95.27	9.40	17.46	7.90
24 Quitandinha	151.33	39.30	9.53	51.17	-	92.89	6.41	41.5	21.20
25 Rio Branco do Sul	583.35	9.80	52.79	37.41	625.00	89.53	11.72	31.87	14.30
26 Rio Negro	590.21	11.14	42.31	46.54	-	96.46	33.08	19.22	9.50
27 São José dos Pinhais	13,690.89	0.55	53.76	45.69	1.54	96.60	11.87	14.03	5.00
28 Tijucas do Sul	214.05	17.74	6.72	75.54	-	91.41	35.93	32.21	13.90
29 Tunas do Paraná	49.32	17.31	18.79	63.89	-	81.75	20.98	35.35	22.90
<b>TOTAL</b>	<b>94,994.58</b>	<b>1.51</b>	<b>29.03</b>	<b>69.47</b>	<b>2,004.07</b>	-	-	-	-

Nota: 1) A porcentagem de cada setor (Agricultura, Indústria e Serviços) é calculada com base no total de produtos adicionado dos preços básicos respectivamente.

2) Valor de investimentos comprometidos em dois no programa de incentivos de investimento do Governo do Estado do Paraná (Paraná Competitivo), até 12/2012.

3) Taxa de alfabetização em um grupo de pessoas com 15 anos ou mais.

(Fonte: IPARDE)

<sup>3</sup> Para referência, o PIB total no Brasil em 2010 foi de R\$3.770,1 bilhões, do qual o PIB do Estado do Paraná representou cerca de 8%.

Como plano de fundo do desenvolvimento industrial e do setor de serviços, a localização da Região Metropolitana de Curitiba possui uma vantagem de acesso a grandes mercados de produção e consumo no Brasil e também a outros países no Mercosul, como Argentina e Paraguai. A região ao redor da Cidade de Curitiba possui um parque industrial com uma área de 43 milhões de m<sup>2</sup>, onde grandes indústrias se desenvolveram no campo de automóveis (Renault- Nissan, Volvo, Audi, etc.), aço, alimentos e outros.

Em alguns municípios fora de Curitiba e suas regiões vizinhas, há fábricas de grandes companhias Brasileiras. Por exemplo, uma usina de refinaria (REPAR) da PETROBRAS (Companhia Brasileira de Petróleo) está localizada em Araucária e uma fábrica de cimento da Votorantin é operada no Rio Branco do Sul. No ano de 2012, há 11 companhias Japonesas na Região Metropolitana de Curitiba (Tabela 2.9-5).

Tabela 2.9-5 Companhias Japonesas na Região Metropolitana de Curitiba

Local (Município)	Nome da Companhia	Produtos
<b>Curitiba</b>	Denso do Brasil, Ltda.	Peças Automobilísticas
	Furukawa Industrial S.A.	Cabos de Telecomunicação
	Pecval Indústria, Ltda (Shimizu Industry)	Auto-peças
	Toshiba Sistemas de Transmissão e Distribuição do Brasil, Ltda	Equipamentos para Transmissão e Transformadores
<b>São José dos Pinhais</b>	Nissan do Brasil Automóveis, Ltda	Automóveis
	JTEKT Automotiva Brasil, Ltda.	Auto-peças
	Sysmex do Brasil Indústria e Comércio, Ltda.	Produtos Médicos
<b>Fazenda Rio Grande</b>	KYB MANDO do Brasil Fabricante de Autopeças S/A.	Auto-peças
	SNR-NTN	Auto-peças
	Hamaya do Brasil	Equipamentos elétricos domésticos e peças recicladas
	Sumitomo Rubber do Brasil, Ltda	Pneus para automóveis

(Fonte: o Consulado Geral Japonês de Curitiba “Visão Geral do Estado do Paraná (Parana Syu Gaiyo)”  
Novembro de 2012.)

Em relação ao desenvolvimento social na Tabela 2.9-4, a taxa de alfabetização na maioria dos municípios da Região Metropolitana de Curitiba excede a taxa do Brasil todo (90.4%); no entanto, a taxa em 6 municípios (Adrianópolis, Cerro Azul, Doutor Ulysses, Itaperuçu, Rio Branco do Sul, Tunas do Paraná) estão um pouco abaixo da taxa a nível nacional. As taxas de mortalidade infantil nos municípios distantes de Curitiba são relativamente altas em comparação com outros municípios. Isso implica que as instalações de saúde são menos desenvolvidas nestas regiões. Revisando as taxas de pobreza em 2010, Doutor Ulysses e Colombo mostram taxas relativamente altas, mais de 30%. Em comparação com as taxas de pobreza em 2000 e 2010, todos os municípios demonstram melhoria. Isso é atribuível ao desenvolvimento econômico na região durante este período, e também ao programa do Governo Federal de suporte à família pobre.

### 2.9.3 Taxa de Eletrificação

As taxas de eletrificação na região são altas, aproximadamente 100% na área total (Tabela 2.9-6), mérito dos esforços do Governo Federal no programa de eletrificação rural, “Luz para todos” durante os últimos dez anos. Todos os municípios demonstram taxas de eletrificação de mais de 95%. Principalmente, o acesso à eletricidade é das companhias de distribuição de energia. Curitiba e Piraquara possuem mais de 2.000 conexões de outras fontes, como geradores de energia independentes.

Tabela 2.9-6: Acesso à Eletricidade na Região Metropolitana de Curitiba (2010)

Municípios	Acesso à Eletricidade (Nº. de Conexões)				Taxa de Electrificação
	Da Companhia de Distribuição	De Outras Fontes	Nenhum acesso	Total	
1 Adrianópolis	1,853	25	95	1,973	95.2%
2 Agudos do Sul	2,543	8	22	2,573	99.1%
3 Almirante Tamandaré	30,028	289	87	30,404	99.7%
4 Araucária	35,040	434	34	35,508	99.9%
5 Balsa Nova	3,522	-	3	3,525	99.9%
6 Bocaiúva do Sul	3,215	-	32	3,247	99.0%
7 Campina Grande do Sul	11,543	28	24	11,595	99.8%
8 Campo do Tenente	2,026	-	19	2,045	99.1%
9 Campo Largo	34,033	52	78	34,163	99.8%
10 Campo Magro	7,364	8	34	7,406	99.5%
11 Cerro Azul	4,986	-	190	5,176	96.3%
12 Colombo	63,185	359	86	63,630	99.9%
13 Contenda	4,637	11	38	4,686	99.2%
14 Curitiba	574,013	2,044	134	576,191	100.0%
15 Doutor Ulysses	1,621	-	66	1,687	96.1%
16 Fazenda Rio Grande	23,532	154	10	23,696	100.0%
17 Itaperuçu	6,836	8	29	6,873	99.6%
18 Lapa	13,917	35	141	14,093	99.0%
19 Mandirituba	6,675	16	26	6,717	99.6%
20 Pien	3,341	7	23	3,371	99.3%
21 Pinhais	35,477	50	5	35,532	100.0%
22 Piraquara	23,079	2,992	57	26,128	99.8%
23 Quatro Barras	6,056	11	10	6,077	99.8%
24 Quitandinha	5,197	9	29	5,235	99.4%
25 Rio Branco do Sul	8,977	42	114	9,133	98.8%
26 Rio Negro	9,555	-	19	9,574	99.8%
27 São José dos Pinhais	80,146	491	90	80,727	99.9%
28 Tijucas do Sul	4,453	17	15	4,485	99.7%
29 Tunas do Paraná	1,725	39	29	1,793	98.4%
<b>ÁREA TOTAL</b>	<b>1,008,575</b>	<b>7,129</b>	<b>1,539</b>	<b>1,017,243</b>	<b>99.8%</b>

(Fonte: Instituto Brasileiro de Geografia e Estatísticas (IBGE))

## Capítulo 3 Situação Atual e Plano de Rede Inteligente no Brasil

### 3.1 Situação Atual da Rede Inteligente no Brasil

O MME planejou todos os projetos de rede inteligente relacionados no Brasil, estabelecendo as redes inteligentes como uma política importante. A lista de projetos de rede inteligente não foi liberada no momento.

Fora do governo, a ABRADDEE, a associação de 41 companhias de distribuição de energia que conta com 99% do fornecimento de energia elétrica no Brasil, está trabalhando em sete projetos de rede inteligente com a aprovação da ANEEL.

Os nomes dos projetos de rede inteligente, os principais parceiros de projeto, outros parceiros e patrocinadores são mostrados na tabela a seguir. A estrutura e o relacionamento de cada projeto de rede inteligente é mostrado nas Figuras 3.1-1 e -3.1-2. O progresso e os resultados são publicados nos sites da ABRADDEE (<http://www.abradee.com.br/>). Apenas membros registrados podem acessar o progresso e os resultados do projeto.

Tabela 3.1-1 Projetos de Rede Inteligente

Nº do Projeto	Título do Projeto	Parceiro Principal do Projeto	Parceiros e Patrocinadores do Projeto
RB1	Coordenação & Integração	iABRADEE	CEMIG, ANEEL Aptel
RB2	AMI/AMR Medição Inteligente	LACTEC	Aes Eletropaulo
RB3	Automação de Distribuição Inteligente	Universidade de São Paulo ENERq	ELEKTRO
RB4	DG, EV, Storage	KEMA	LIGHT
RB5	IT & Telecom	CPqD	CPFL Energia
RB6	Políticas Públicas	Fundação Getúlio Vargas	Eletrobrás
RB7	Cisão do Cliente	iABRADEE Instituto Innovare e Cia da Estratégia	CEMIG

(Fonte: Apresentação da ABRADDEE)



Figura 3.1-1 Estrutura do Projeto Rede Inteligente

(Fonte: Apresentação ABRADEE)

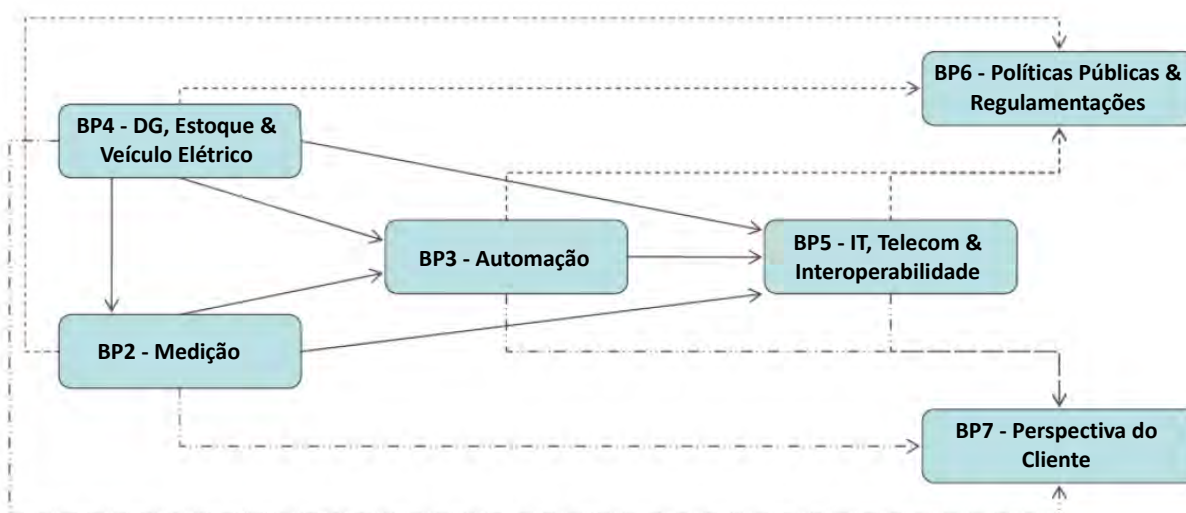


Figura 3.1-2 Relação dos Projetos Rede Inteligente

(Fonte: Apresentação ABRADEE)

Além disso, quase todas as companhias de distribuição Brasileiras começaram a estudar a *Smart Grid* a fim de se prepararem e direcionar estrategicamente seus investimentos em novos projetos de infraestrutura e Pesquisa e Desenvolvimento para a modernização do sistema elétrico Brasileiro.

Muitas companhias de distribuição conduziram projetos modelo de *Smart Grid* usando fundo armazenado na ANEEL. A visão geral dos principais projetos e planos das companhias de distribuição é a seguinte. As informações mais recentes são exibidas no Apêndice 3-1.

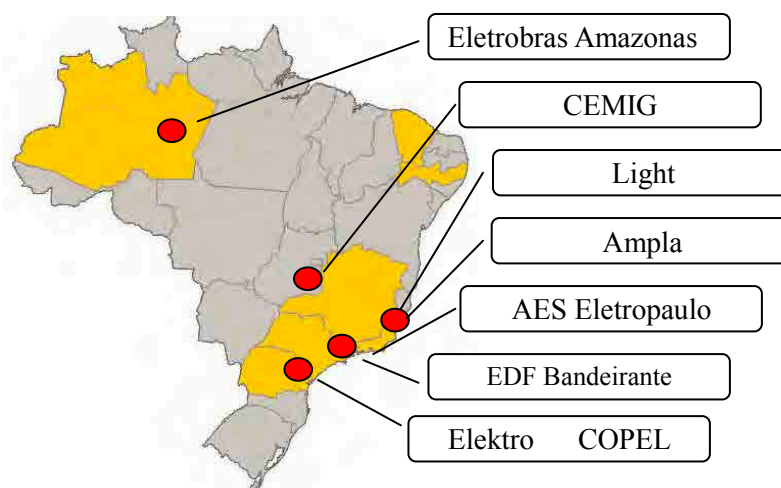


Figura 3.1-3 Localização das Companhias de Distribuição

(Fonte: Apresentação daABRADEE)

#### 1) Eletrobras

- A Cidade de Parintins (ilha) no Rio Amazonas tem um plano para implementação do projeto de *Smart Grid* (Micro Rede). O projeto consiste de Leitura de Medição Automatizada (AMR) com medidores inteligentes, geração distribuída (Fotovoltaica: PV, etc.) e o gerador a diesel existente.
- O nome do projeto é “Modelo referencial para Companhias de Distribuição de Utilidades”.
- O projeto está orçado em R\$ 21.792.669

#### 2) AES Eletropaulo

- O AMR também foi operado na região da Favela Morada do Sol como teste.
- O nome do projeto é “Projeto de estruturação para Redes Inteligentes em Regiões Metropolitanas”
- O projeto está orçado em R\$ 32.270.359

#### 3) Light

- A fim de evitar o roubo de energia, os Medidores de Watt/Hora (WHM) têm sido trocados por Medidores Inteligentes desde 2009.
- O DAS também tem sido operado a fim de monitorar falhas na rede subterrânea e religadores em rede aérea (OH).
- O orçamento do projeto é de R\$ 31.241.316

## 4) AMPLA

AMPLA tem planos para aplicar um projeto piloto de Rede Inteligente na Cidade de Armação de Búzios como cidade inteligente. O projeto deve ser implementado de Julho de 2011 a Junho de 2014 e o escopo / especificação será decidido a partir de agora. (Medidor inteligente, Veículo Elétrico: EV, etc.)

- O nome do projeto é “Estudo dos efeitos do emprego de tecnologias de rede elétrica inteligente”.

- O projeto está orçado em R\$ 32.270.359

## 5) CEMIG(Companhia Energética de Minas Gerais)

- Um projeto piloto para desenvolver um modelo de rede funcional inteligente foi implantado para apoiar a decisão para utilização em larga escala na rede de distribuição.

- O nome do projeto é “Modelo de Rede Funcional Inteligente”

- O projeto está orçado em R\$ 37.227.232

## 6) EDP Bandeirante

- Foi instalado um lote de sistemas remotos de medição de energia como projeto piloto.

- O nome do projeto é “Lote pioneiro do Módulo de Medição Eletrônico.”

- O projeto está orçado em R\$ 8.687.278

## 7) Elektro

- Está desenvolvendo um modelo referencial de rede inteligente aplicados na implantação de cidades inteligentes.

- O nome do projeto é “Modelo referencial para implantação de Redes Elétricas Inteligentes”.

O projeto está orçado em R\$ 15.191.348

## 8) COPEL (Companhia Paraense de Energia)

- Os detalhes são apresentados no Capítulo 3.3

Além disso, há 26 projetos de rede inteligente registrados de 2009.4 a 2013.3 na ANEEL. Se a empresa que irá implantar o projeto o registra, a ANEEL faz o banco de dados, como indicado na Table 3.1-2. A empresa de implantação do projeto, título do projeto, custo do projeto e data de registro é mostrada na Tabela 3.1-2.



Tabela 3.1-2 Projetos de *Smart Grid* (Rede Inteligente) registrados na ANEEL

Empresa	Título do Projeto	Custo do Projeto	Data de Registro
EMG	Metodologia para Roteiro Tecnológico do conceito de Smart Grids (Redes Inteligentes).	RS 1.984.076	7/7/2009
BANDEIRANTE	Linha de produtos para otimização e controle do uso de energia residencial no conceito de Smart Grid.	RS 213.579	15/4/2010
CEAL	Desenvolvimento da tecnologia de software inovadora para a Smart Grid.	RS 915.600	3/8/2010
LIGHT	L1 – Desenvolvimento da plataforma de Smart Grid interoperável, integrando sistemas de medição e automação de distribuição e utilizando certificados digitais para apoiar o programa de Smart Grid.	RS 3.113.984	27/9/2010
LIGHT	L2 - Desenvolvimento do sistema de gerenciamento em tempo real da rede de distribuição subterrânea através do monitoramento, diagnóstico e reconfiguração, dentro da plataforma e conceitos do programa de Smart Grid.	R\$ 4.955.696	29/09/2010
LIGHT	L3: Sistema de Gerenciamento de Rede Suspensa, Considerando Restauração e Gerenciamento de Falhas, inserção de GDs e integração do modo de operação isolado com a plataforma e programa de Smart Grid.	R\$ 4.979.689	30/9/2010
LIGHT	L4 – Desenvolvimento do sistema para gerenciamento de energia sob demanda associado com outros serviços, com um foco no consumo eficiente por canais de multimídia interativos integrados com o programa de Smart Grid.	R\$ 5.059.545	5/10/2010
LIGHT	L5: Desenvolvimento de um sistema inteligente de gerenciamento de fontes renováveis, armazenamento distribuído e veículos elétricos recarregáveis integrados com a plataforma e conceito de Smart Grid.	R\$ 3.132.402	6/10/2010
AMPLA	Medição do consumo de iluminação pública via rede de malha no ambiente de Smart Grid.	RS 1.916.280	19/4/2011
CEEE-D	Pesquisa e desenvolvimento de uma planta de biogás 660kVA modular com gerenciamento remoto em resposta aos conceitos de Smart Grid.	RS 3.591.060	13/11/2012
CEEE-D	Uso eficiente do potencial inovador das redes de energia inteligente (Smart Grid) melhorando o gerenciamento de qualidade dos sistemas de distribuição de energia elétrica.	RS 576.554	8/12/2010
ELEKTRO	Relé Inteligente para Iluminação Pública com Rede de Interface para Smart Grid ELEKTRO.	RS 877.960	23/12/2010
CEEE-GT	Gerenciamento eficiente da geração de energia elétrica distribuída do resíduo sólido local utilizando o potencial inovador de redes de energia inteligentes (Smart Grid).	R\$ 415.445	1/12/2010
EMG	Desenvolvimento da metodologia de normalização das subestações adequadas aos conceitos de Smart Grid, considerando o uso do protocolo de comunicação de IEC61850.	R\$ 4.224.550	25/2/2011
CEEE-D	Uso eficiente das redes de energia inteligentes (Smart Grid), potencial inovador na melhoria do gerenciamento de qualidade dos sistemas de distribuição de energia elétrica.	R\$ 576.554	2/12/2010
ELEKTRO	Sistema Comunicador de Rádio de Médio Alcance utilizando a Tecnologia de Malha para Gerenciamento de Ativo e Sistema de Energia Elétrica com Interface de Rede para Smart Grid ELEKTRO.	R\$ 877.960	2/8/2011
CEMIG-D	Desenvolvimento do Modem PLC para Aplicações em Telecomunicação e Smart Grids em Redes de Baixa Tensão.	R\$ 4.121.602	2/3/2011
CEEE-D	Validação operacional do transformador seco submersível integrado com a Smart Grid.	R\$ 1.296.617	26/10/2011
CELESC-DIS	SMARTFIX – Metodologia de Recuperação Automática das Redes de Distribuição Utilizando Fontes de Informação Mistas para Detecção e Localização de Falhas nos Ambientes de Smart Grid.	R\$ 1.516.231	28/11/2011
CELESC-DIS	Quantificação das perdas de baixa tensão para a nova realidade das Smart Grids.	R\$ 589.090	29/2/2012
CEMIG-D	D423 - DE – Desenvolvimento do Modelo Funcional de Smart Grid através da integração sistêmica de soluções inteligentes para automação da rede de distribuição, medição avançada e infraestrutura de participação do consumidor.	R\$ 25.318.843	18/11/2010
CELESC-DIS	Desenvolvimento de um sistema de vazamento de corrente dos Sistemas de Isolamento que devem ser usados em Smart Grids.	R\$ 893.920	16/5/2012
CELESC-DIS	Desenvolvimento de um protótipo de rede de Smart Grid para energias micro renováveis.	RS 2.429.620	18/5/2012
COSERN	Manobra e Projeção do Emulador Móvel em média tensão, com recursos aplicáveis para subestações na Smart Grid.	R\$ 891.800	5/6/2012
CEB-DIS	SISGRID – Sistema inteligente com base no conceito de Smart Grid para medição e técnica estimada e perdas comerciais em rede de distribuição do tipo ponto de circuitos de treliça com viabilidade econômica.	R\$ 1.738.048	20/8/2012

(Fonte: Equipe de Pesquisa JICA)

Além disso, o Plano de Ação Conjunta Inova Energia foi anunciado, que é uma iniciativa destinada a ações de coordenação que fomentam a inovação e melhoram a integração das ferramentas de suporte fornecidas pelo BNDES, pela ANEEL e pelo Financiador de Estudos e Projetos (FINEP). Os objetivos são os seguintes:

- Oferecer suporte ao desenvolvimento e a disseminação de dispositivos eletrônicos, microeletrônica, sistemas, soluções integradas e normas para a implementação de redes inteligentes no Brasil
- Oferecer suporte a empresas brasileiras no campo do desenvolvimento tecnológico e das cadeias de produção das seguintes energias renováveis alternativas: fotovoltaica solar, energia térmica e eólica para geração de eletricidade
- Oferecer suporte a iniciativas que promovam o desenvolvimento de integradores e componentes da cadeia de consolidação na produção de veículos híbridos/elétricos, preferencialmente aqueles movidos a etanol, e melhorem a eficiência energética dos veículos automotores no país
- Aumentar a coordenação de ações que promovam e melhorem a integração dos instrumentos disponíveis de suporte financeiro

A seleção e o fomento de planos de negócios dentro do Inova Energia serão destinados às cadeias produtivas ligadas às três áreas temáticas abaixo;

- Smart Grids
- Geração de energia por meio de fontes alternativas
- Veículos híbridos e eficientes em termos energéticos

O processo de seleção será conduzido pelo Comitê de Avaliação da Inova Energia, composto de membros e suplentes indicados pela ANEEL, FINEP e BNDES, para coordenar e promover o Processo Conjunto de Seleção Pública pela ANEEL, FINEP e BNDES, com poderes para efetuar a escolha de empresas, analisar e selecionar planos de negócios submetidos pelas empresas e estruturar Planos Conjuntos de Suporte (CSP) de acordo com os passos a seguir:

- Passo 1: Manifestação de interesse
- Passo 2: Seleção das principais empresas
- Passo 3: Apresentação dos Planos de Negócios
- Passo 4: Escolha dos Planos de Negócios
- Passo 5: Estruturação dos Planos Conjuntos de Suporte

Após esses passos, ANEEL, BNDES e FINEP deverão examinar as demandas em vista dos procedimentos específicos de suas respectivas ferramentas de suporte.

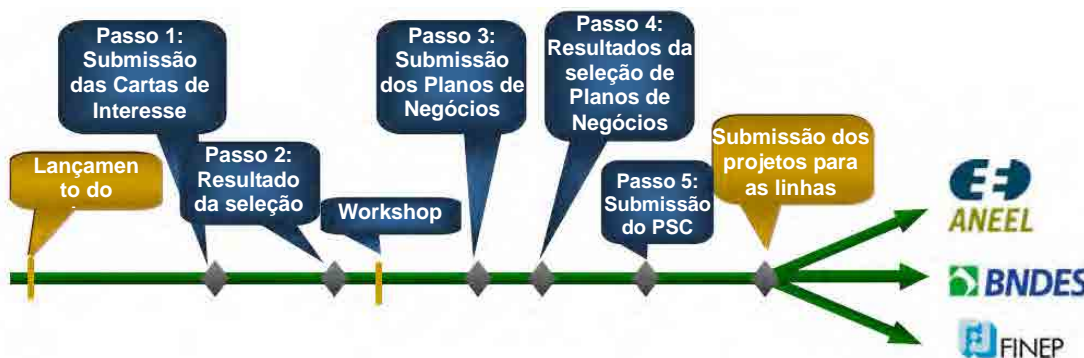


Figura 3.1-4 Processo de seleção

(Fonte: ANEEL)

A BNDES, ANEEL e FINEP deverão efetuar captação de recursos disponíveis, totalizando R\$ 3 bilhões para os anos de 2013 a 2016. Os recursos deverão ser comprometidos somente até a extensão que existe aprovação e subsequente adição dos projetos, independente do(s) instrumento(s) financeiro(s) indicado(s). O montante de recursos disponíveis poderá aumentar se o valor total dos projetos exceder o valor aprovado inicialmente disponível.

Tabela 3.1-3 Disponibilidade de Recursos por Instituição/Programa

Disponibilidade de Recursos por Instituição/Programa		
Instituição	Programa	Soma (R\$)
FINEP	Inova Brasil	1,2 bilhão
	Subsídio Econômico	
	ICT/Cooperação de Empresas	
	Receita Variável	
BNDES	Crédito	1,2 bilhão
	BNDES Funtec	
	Instrumentos de Receita Variável	
ANEEL	Recursos Obrigatórios de P&D	0.6 bilhão
TOTAL		3.0 bilhões

(Fonte: ANEEL)

### 3.2 Situação Atual e Plano de Rede Inteligente no Governo do Estado do Paraná

O Governo do Estado do Paraná está planejando o Projeto Comunidade Inteligente na Fazenda Rio Grande e Morretes. O principal conteúdo do projeto de região grande e segurança de água, saneamento e gás para escolas e hospitais. O plano inclui a introdução Fotovoltaica no estádio da Copa do Mundo de Futebol. Além disso, veículos elétricos são sendo estudados, no entanto, não existe nenhum plano específico no momento e permanecem como conceitos apenas como objetivos para estudos adicionais no futuro.

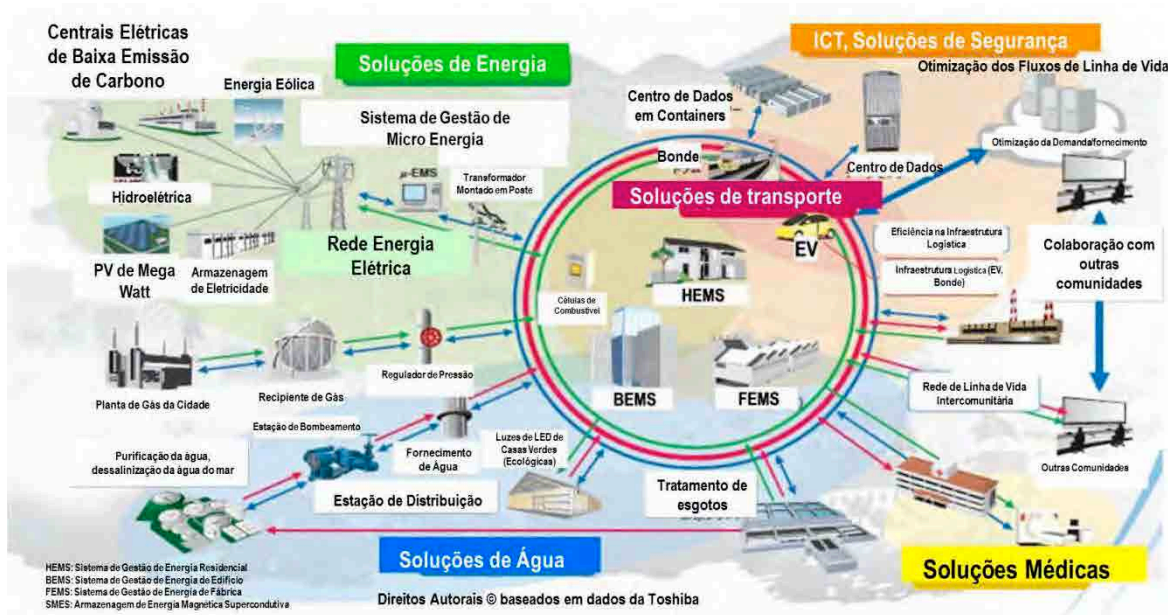


Figura 3.2-1 Visão Geral Conceitual da Comunidade Inteligente

(Fonte: TOSHIBA)

Além disso, o Governo Estadual do Paraná planejou o “Programa Energia Inteligente” além do projeto de rede inteligente que a COPEL instalou na Região Metropolitana de Curitiba. A TECPAR serve como o principal implementador do programa no Governo Estadual do Paraná no plano, e a COPEL também participou. O programa consiste dos três projetos a seguir.

➤ Green Energy Coast Project [Projeto Costa Energia Verde]

O plano, similar ao da Região Metropolitana de Curitiba, juntamente com a costa é conduzido. Ele foca em energia renovável, especialmente usina de geração de energia eólica.

➤ Green Silicon Project [Projeto Silicone Verde]

Coopera com a Câmara de Comércio e Indústria do Estado do Paraná e a instalação de usina de geração fotovoltaica na região de Itaipu é planejada.

➤ TECPAR Technology Platforms [TECPAR Plataformas de Tecnologia]

Está relacionado a bioenergia, e uma usina de biocombustível é planejado. A usina piloto do biocombustível está nas instalações da TECPAR.

O Projeto Costa das Energias Verdes está relacionado com o projeto de rede inteligente e, desse modo, os detalhes do projeto são descritos a seguir.

A Costa das Energias Verdes é um projeto de desenvolvimento para a área costeira do Estado do Paraná sob o guarda-chuva do programa estadual denominado Energia Inteligente Paraná. Ele é multi-institucional, envolvendo governo, setor privado, universidades, instituições de pesquisa e

sociedade, além de propor intervenções na geração distribuída (DG) de fontes renováveis integradas às redes inteligentes como um projeto piloto, composto dos itens abaixo.

- Análises técnicas que incluem energia elétrica
- Questões de regulamentação
- Uso de incentivos de várias alternativas tecnológicas
- Impactos ambientais e econômicos
- Treinamento técnico e altamente qualificado
- Atração de indústrias
- Criação de novas empresas e postos de trabalho
- Educação e conscientização em relação ao uso apropriado dessas tecnologias

A Costa das Energias Verdes será um plano mestre por meio de um estudo que visa obter os elementos técnicos e econômicos que permitam a tomada de decisões apropriadas para sua implantação. De forma similar, o escopo desse estudo deverá incluir as atividades abaixo.

- Definição das diretrizes iniciais do plano mestre
- Identificação das municipalidades da área costeira
- Detalhes técnicos das opções aprovadas
- Planejamento da partida do projeto piloto – plano mestre
- Proposta de um modelo de implantação, operação e sustentabilidade do projeto piloto

### **3.3 Situação Atual e Plano de Rede Inteligente na Região Metropolitana de Curitiba**

Na Região Metropolitana de Curitiba, os projetos de rede inteligente são conduzidos em duas cidades (Cidade de Curitiba e Fazenda Rio Grande). Cada situação é a seguinte.

#### **3.3.1 Curitiba**

O principal objetivo do projeto de rede inteligente em Curitiba é o de melhorar a confiabilidade da linha de distribuição antes da Copa do Mundo da FIFA sediada no Brasil em Junho de 2014. O Governo Federal disponibilizou fundos específicos para melhorar a infraestrutura de eletricidade nas cidades sede. Assim, a COPEL está utilizando para desenvolver as instalações de distribuição, incluindo a instalação e a automação de LBS e/ou religadores nas linhas de distribuição.

A primeira meta do projeto de rede inteligente de Curitiba é a de instalar LBS e/ou religadores nas linhas

de distribuição e controlar todas estas instalações remotamente. A segunda etapa é melhorar a confiabilidade com a instalação de instalações de distribuição, como DAS e assim por diante. Além disso, o plano atual da COPEL é o de cobrir mais de 90% da região na Cidade de Curitiba até a Copa do Mundo da FIFA através da substituição dos LBS e religadores existentes por novos LBS e/ou religadores.



(Referência)

- Produção da ILJIN Electric Co.,Ltd Production
- Tensão de operação máxima : 15kV
- Corrente de operação : 630A

Figura 3.3-1 LBS na Região de Curitiba

(Fonte: Foto pela Equipe de Pesquisa)

No projeto rede inteligente de Curitiba, está sendo conduzido o seguinte.

- Monitoramento e controle remoto de LBS (aproximadamente 200 unidades) (O control é realizado após a situação de rede ser confirmada em GIS.)
- Na região costeira, monitoramento e controle remoto dos religadores.
- Para clientes importantes, como clientes com grande demanda, o controle remoto do LBS para troca de alimentadores normal/segurança.

### 3.3.2 Fazenda Rio Grande

Um dos motivos para a COPEL selecionou a Fazenda Rio Grande como local para o projeto de rede inteligente da COPEL é que a rede de distribuição na Fazenda Rio Grande possui similaridades com outras redes de distribuição da COPEL. Portanto, há uma possibilidade de fazer uma boa apresentação para as outras áreas na COPEL.

O principal objetivo do projeto de rede inteligente Fazenda Rio Grande é a pesquisa e o desenvolvimento da tecnologia de redes inteligentes e aquisição de experiência. O projeto de rede inteligente da Fazenda Rio Grande está em andamento. No entanto, este projeto não está tão rápido quanto o projeto de rede inteligente de Curitiba, no qual a COPEL faz mais esforços para instalar o equipamento até a Copa do

Mundo da FIFA em Junho de 2014.

No projeto de rede inteligente da Fazenda Rio Grande, há algumas instalações instaladas para avaliar as tecnologias de rede inteligente, que incluem geração de pequeno PV, comunicação GPRS, banco de capacitores automatizados e regulador de tensão automatizado. Portanto, o projeto de rede inteligente da Fazenda Rio Grande possui muitos conceitos, como teste de novas instalações, e assim por diante. Novas instalações significa novas instalações de alguns fabricantes (S&C, Cooper, Lupa, etc.) e outras instalações de protótipos desenvolvidos nos projetos de Pesquisa & Desenvolvimento com universidades e institutos de pesquisa. Por exemplo, o medidor de qualidade de energia é uma das instalações de protótipo de R&D, que foi instalada em algumas subestações com os usos de comunicação de fibra óptica. O monitoramento do transformador de distribuição é uma das instalações de protótipo de R&D, que utiliza o rádio via bluetooth para fazer o download de dados locais e é instalado no lado da baixa tensão para monitorar a qualidade de energia. Os sensores de localização de falha utilizam a detecção de corrente de surto para indicar uma possível falha a jusante, que utiliza a comunicação GPRS.



(Referência)

- Produção da ILJIN Electric Co.,Ltd Production
- Tensão de operação máxima : 15kV
- Corrente de operação : 630A

Figura 3.3-2 LBS e Capacitor na Região da Fazenda Rio Grande

(Fonte: Foto pela Equipe de Pesquisa)

### 1) Telecomunicações

Este projeto utiliza muitos meios de telecomunicações fornecidos pela COPEL Telecomm e já são usados para operação normal das instalações, etc.

- Fibra Ótica

É utilizado para conectar duas subestações (Fazenda Iguaçu e Fazenda Rio Grande).

- Rede de WiFi

Utiliza ondas de radio de 2,4 GHz e 5 GHz (5,1 a 5,7 GHz) na região do centro da cidade. Existem



aproximadamente 11 ondas de radio de cada frequência, que fornece uma nuvem de WiFi de aproximadamente 22 pontos de acesso redundantes. A especificação da Rede de Wifi é regulamentada pela Resolução da ANATEL 506.

➤ Móvel (GPRS)

É utilizada para banco de capacitadores e regulador de tensão. O sistema GPRS possui um gateway se conectando à Distribuição SCADA da COPEL. Durante o período de teste, é utilizado para localizador de falha nos alimentadores 13,8 kV e 34,5 kV).

➤ Bluetooth

É utilizado como sistema de comunicação de curto alcance para download de dados locais. Também é usado para a instalação de monitoramento de transformador de energia.

## 2) Automação e Monitoramento

➤ Paineis Fotovoltaico e sistema PV

Painéis fotovoltaicos estão instalados na Subestação da Fazenda Iguaçu para estudar o desempenho dos painéis, inversores e baterias, como projeto de R&D. A energia gerada é utilizada para fornecer energia para a energia de serviço da subestação. Dois diferentes tipos de inversores estão sendo testados para interferência entre si e para procedimento de aprovação de tipo do inversor usado pelos clientes que solicitam conexão de sistema de PV na rede da COPEL.



(Referência)

- 3 antenas array: Kyocera (Poly) 135kWx30 painéis
- Kyocera (Poly) 135kWx20 painéis
- Solarterra (Mono) 70kWx20 painéis

Figura 3.3-3 Painéis PV na Região da Fazenda Rio Grande

(Fonte: Foto pela Equipe de Pesquisa)





(Referência)

- Bateria de Chumbo-ácido
- MOURA (Brasil)
- 200Ahx12 unidades

Figura 3.3-4 Bateria na Região da Fazenda Rio Grande

(Fonte: Foto pela Equipe de Pesquisa)



(Referência)

- XANTREX (Canadá) Cp electronica (Brasil)

Figura 3.3-5 Inversores na Região da Fazenda Rio Grande

(Fonte: Foto pela Equipe de Pesquisa)

- Controlador do Banco de Capacitores

É uma das instalações de protótipos de R&D. Foi desenvolvido para estudar o desempenho do controlador. Utiliza comunicação por GPRS.



(Referência)

- Produção Cooper
- 1200kVAR
- Auto-operação

Figura 3.3-6 Controlador do Banco Capacitores na Região da Fazenda Rio Grande

(Fonte: Foto pela Equipe de Pesquisa)

#### ➤ Religador de Fase Única

Existem alguns alimentadores rurais que usam apenas ma fase sem aterramento. Para proteger as linhas de fase única, o religador de fase única está sendo testado



(Referência)

- Produção Cooper
- Auto-operação

Figura 3.3-7 Religador Mecânico Antigo na Região da Fazenda Rio Grande

(Fonte: Foto pela Equipe de Pesquisa)

#### ➤ Configuração do Regulador de tensão

Há alimentadores que tem queda de alta tensão. Para melhorar o nível de tensão, o regulador de tensão configurado é instalado e testado.



- |                   |                          |
|-------------------|--------------------------|
|                   | (Referência)             |
| ➤ Produção Cooper | Produção Toshiba         |
| ➤ Auto-operação   | Auto-operação            |
| ➤                 | Construção de poste novo |

Figura 3.3-8 Configuração do Regulador de Tensão na Região da Fazenda Rio Grande  
(Fonte: Equipe de Pesquisa JICA)

### 3.4 Políticas, Leis e Regulamentações do Governo Brasileiro

#### 3.4.1 Políticas do Governo Brasileiro e Ministérios e Agências Relacionadas

Nos últimos anos, houve uma grande mudança no setor de energia elétrica. Especialmente, a mudança do método de cálculo da tarifa de eletricidade em 2012 foi um grande evento histórico. A rede inteligente é uma necessidade crescente junto com a introdução desta política.

No entanto, no momento, o governo federal ainda não concluiu as políticas em relação à rede inteligente. O MME estudou e criou um grupo de trabalho para a rede inteligente dentro do ministério, no estudo, o MME está planejando criar um novo grupo de trabalho, expandir o número de membros dos ministérios e agências relacionados a seguir e decidir as políticas da rede inteligente.

- MCTI (Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação)
- MDIC (Ministério do Desenvolvimento, Indústria e Comércio Exterior)
- MOF (Ministério da Fazenda)
- ANATEL (Agencia Nacional de Telecomunicações)

A ANEEL iniciou a fase de decisões das regras para operação e configuração do padrão para a tecnologia de rede inteligente e suporte de desenvolvimento de recursos humanos para projetos futuros relacionados à rede inteligente. A base para a rede inteligente está planejada no MCTI. As especificações de produtos relacionados à rede inteligente são examinadas pelo grupo SGT 13 da Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT).

### 3.4.2 Leis e Regulamentações do Governo Brasileiro

#### 1) O Programa de Incentivo a Fontes de Energia Alternativas (PROINFA)

O Programa de Incentivo a Fontes de Energia Alternativas - PROINFA, estabelecido em 26 de Abril de 2002 pela promulgação da Lei Federal 10.438. Os principais objetivos são os seguintes.

- Diversificação da matriz de energia Brasileira
- Redução da emissão de gases do efeito estufa

O programa foi dividido em dois estágios: o primeiro para a implementação do projeto em curto prazo e o segundo para a implementação em médio prazo. Ele foi iniciado em Abril de 2004. A principal meta do programa é o de fornecer fundos aos projetos de geração de energia de eólica (energia eólica) a pequenas hidroelétricas (SHP) e biomassa em condições financeiramente atrativas suportadas pelo BNDES ( Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social). A compra de energia gerada é garantida pela Eletrobrás por 20 anos.

Este programa fornece suporte institucional opcional ao desenvolvimento de energia renovável através de um sistema híbrido de política para dar suporte à geração de energia renovável que inclua o Sistema de remuneração de alimentação, desde que ele ajuste um preço para a eletricidade produzida de fontes renováveis e Sistema de Cotas que inicialmente estabelecem cotas de energia inicial a ser contratada.

O Sistema de alimentação consiste de tarifas mais vantajosas para usinas de geração que utilizam fontes de energia renováveis, como Padrão do Portfólio Renovável (RPS) se comparado com as tarifas para as fontes de energia convencionais. A meta é possibilitar a implementação destas usinas, que possuem um custo mais elevado de produção. Estas tarifas são garantidas por um período de tempo determinado, de 10 a 20 anos: ANEEL, Nota Técnica 0043/2010.

#### 2) Resolução no 247/2006, 21 de Dezembro de 2006

A Resolução no 247/2006 regula o direito de Usinas de Energia Renovável comercializarem a energia com Consumidores Especiais (comercialização de energia de varejo) e oferece benefícios como descontos de tarifas rotativas.

<Metas da Usina de Energia Renovável>

- Usinas de energia hidroelétrica muito pequenas chamadas de Micro/Mini Central Hidroelétrica (MCH) (abaixo de 1 MW);
- Usinas de energia hidroelétrica pequenas chamadas de Pequena Central Hidroelétrica (PCH) – (mais de 1 MW e abaixo de 30 MW\*);
- Usina de energia de biomassa abaixo de 30 MW\*;

- Usina de energia eólica abaixo de 30 MW\*;
- Usina de energia solar abaixo de 30 MW\*. (\* Energia injetada na rede)

<Definição de Consumidor Especial>

- Uma unidade de consumidor ou grupo de unidades de consumidor que possui mais de 500 kW de demanda

<Desconto de tarifas rotativas>

- O consumidor especial irá obter 50 por cento ou mais no caso de comercialização com Usina de Energia Renovável.

### 3) Tarifa por Tempo de Uso

A ANEEL agora está considerando uma nova regulamentação que fornece diferentes taxas por tempo de consumo, oferecendo tarifas mais baratas durante períodos quando o sistema é menos usado pelos consumidores. O assunto está sob Audiência Pública Nº.120/2010.

A estrutura de taxa consiste de como os diferentes tipos de consumidores pagam pelo uso da energia elétrica, dividido pelos subgrupos de acordo com as horas de uso, tensão e localização. O novo sistema será aplicado a cada distribuidor em sua revisão de taxa entre 2012 e 2014.

Para consumidores de baixa tensão, quer em áreas residenciais, comerciais, industriais e rurais, a principal mudança é a criação de um modo de taxa branca, que é uma alternativa à convencional e irá oferecer três níveis para a taxa de energia de acordo com o tempo de consumo. De segunda a sexta-feira, a taxa mais barata será aplicada na maioria dos horários do dia; as mais caras em outros, quando a energia atingir o máximo, no início da noite, e intermediária será entre estes dois horários. Nos finais de semana e nos feriados, a taxa mais barata será usada para todos os horários do dia.

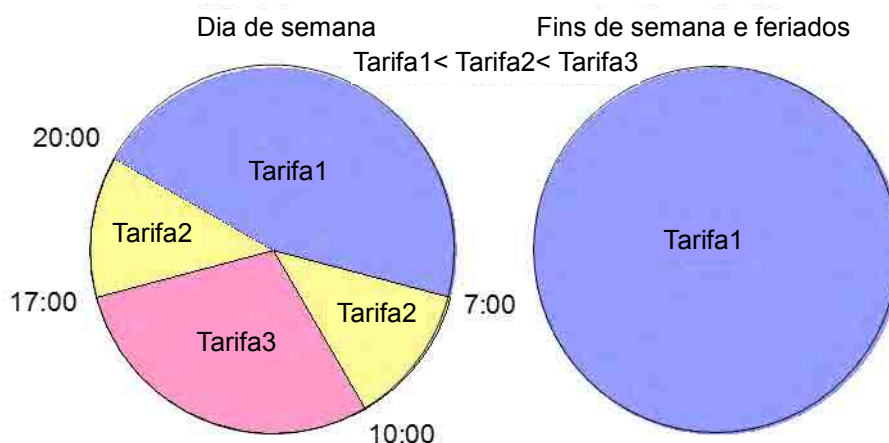


Figura 3.4-1 Imagem da Tarifa de Tempo de Uso

(Fonte: Equipe de Pesquisa JICA)

#### 4) Medição líquida (Resolução no 482/2012)

Em 2012, a Resolução no 482/2012, que estabelece o Sistema de Compensação de Energia Elétrica no Brasil utilizando a medição líquida, foi publicada. Um dos principais objetivos é a redução de obstáculos da conexão de geração distribuída (até 1 MW) para linhas de baixa tensão. O recurso de medição líquida é como segue,

- A medição líquida permite um fluxo de eletricidade de duas vias entre a companhia de distribuição e o cliente com gerador distribuído.
- No caso de a geração ser inferior à carga, o cliente paga apenas a diferença de preço entre a energia usada e a energia gerada.
- Os medidores bidirecionais fluem no reverso quando a eletricidade flui para a rede.

Com esse sistema, um consumidor pode instalar pequenos geradores de eletricidade em sua unidade consumidora (painéis solares fotovoltaicos e pequenas turbinas eólicas) e a energia gerada será utilizada para reduzir o consumo de energia da unidade. Quando a geração é maior que o consumo, o excedente de energia poderá ser utilizado para reduzir a tarifa de consumo em outro posto ou na fatura mensal seguinte. Os créditos de energia gerados serão válidos por 36 meses. Existe também a possibilidade de o consumidor utilizar esses créditos em outra unidade, desde que as duas unidades consumidoras se encontrem na mesma área de concessão e pertençam à mesma pessoa. Também é importante observar que, para participar do Sistema de Compensação, os geradores instalados na unidade consumidora deverão se qualificar como micro ou minigeração distribuída, conforme definido no Módulo 1 do PRODIST. A outra forma de medição e os requisitos de conexão, operação e proteção se encontram na Seção 3.7 do Módulo 3 do PRODIST.

#### 5) Medição em Baixa Tensão (Resolução no 502/2012)

Em 2012 a Resolução no 502/2012, que regulamenta os sistemas de medição das unidades consumidoras de energia do grupo B, foi publicada. A Resolução estabelece dois tipos de equipamentos: o primeiro, a ser instalado sem nenhum custo, permite que os consumidores façam sua adesão na condição tarifária branca que varia com os degraus de consumo. O outro modelo de medidor, mais completo, irá oferecer acesso a informações específicas sobre o serviço individual e a instalação poderá ser cobrada pelo distribuidor. O prazo para que os distribuidores se adaptem e ofereçam os novos medidores termina em fevereiro de 2014.

## Capítulo 4 Situação da Energia nas Áreas Candidatas

### 4.1 Sistema de Transmissão e Subestação

#### 4.1.1 Sistema de Geração

O equilíbrio do fornecimento de energia e da demanda de energia elétrica no Brasil estava temporariamente apertado por causa da falta de geração hidrelétrica devido a uma seca no passado, no entanto, as usinas foram construídas de modo que o equilíbrio entre a oferta e a demanda no Brasil possa ser mantido. É estimado que a demanda aproximadamente dobre na próxima década por causa do forte crescimento econômico, da Copa do Mundo de futebol e dos Jogos Olímpicos que serão realizados em 2014 e 2016, respectivamente. O desenvolvimento de uma nova usina hidrelétrica, no entanto, está em uma situação muito difícil do ponto de vista da preservação ambiental.

No Brasil, 80% da geração total de energia é de energia hidrelétrica e os 20% restantes inclui outras fontes de geração, como a geração de energia por gás natural, carvão, diesel e nuclear. Recentemente, o governo estabeleceu o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA), em 2002, publicando os preços de compra de energia renovável das empresas de energia no estágio inicial e a energia renovável foi desenvolvida no Brasil, no entanto, a quantidade de energia renovável, como Bagaço, eólica e fotovoltaica não é tão significativa.

Na COPEL, a geração e a distribuição são divididas entre duas diferentes empresas; a COPEL Generation e a Copel Distribution. As estações de energia de propriedade da COPEL Generation são exibidas na Tabela 4.1-1 abaixo. A geração e a transmissão de energia, no entanto, são controladas pela NOS, conforme descrito abaixo, com a distribuição sendo completamente independente da geração.

Tabela 4.1-1 Estações de Energia de propriedade da COPEL

Geração própria até o momento de janeiro até dezembro de 2011				
Usinas	Capacidade Instalada (MW)	Energia Garantida (MWmed)	Geração Verificada	
			GWh	MWmed
Usinas Hidroelétricas	4,529.61	1,948.33	25,717.14	2,935.75
Gov. Bento Munhoz da Rocha Netto	1,676	576	8,195.18	935.52
Gov. Ney Aminthas de B. Braga	1,260	603	7,661.72	874.63
Gov. José Richa	1,240	605	7,762.94	886.18
Gov. Pedro V. Parigot de Souza	260	109	1,586.35	181.09
Guaricana	36	16.08	178.46	20.37
Cheminé	18	11.6	87.64	10.00
Apucarinhã	10	6.71	63.05	7.20
Mourão	8.2	5.3	58.12	6.63
Derivação do Rio Jordão	6.5	5.85	50.02	5.71
Mammbi	4.8	2.96	23.43	2.68
São Jorge	2.3	1.62	12.25	1.40
Chopim I	1.98	1.48	13.78	1.57
Rio dos Patos	1.72	1.02	9.01	1.03
Cavemoso	1.3	0.96	5.45	0.62
Melissa	1	0.64	6.09	0.69
Salto do Vau	0.94	0.6	3.33	0.38
Pitangui	0.87	0.51	0.33	0.04
Usina de Energia Térmica	20.00	10.30	71.75	8.19
Figueira	20.00	10.30	71.75	8.19
<b>TOTAL</b>	<b>4,549.61</b>	<b>1,958.63</b>	<b>25,788.89</b>	<b>2,943.94</b>

(Fonte: Relatório Anual da COPEL)



Conforme mostrado na Figura 4.1-1, o sistema de energia elétrica no Brasil é dividido em quatro áreas: a Norte, Nordeste, Sudeste e Sul. Essas quatro áreas são operadas como Sistema Interligado Nacional (SIN) pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). A Cidade de Curitiba está localizada na região Sul e é uma das cidades com grande consumo na região Sul. Na região Sul, a principal geração de energia é a geração de energia hidroelétrica e as usinas de geração estão localizadas no oeste do Estado do Paraná. A energia gerada é transmitida para Curitiba e outras cidades consumidoras por linhas de transmissão de 500 kV. A maior estação hidroelétrica é ITAIPU, localizada nas fronteiras com o Paraguai. A energia gerada é transmitida para São Paulo por linhas de transmissão de 650 kV DC e 750 kV AC.

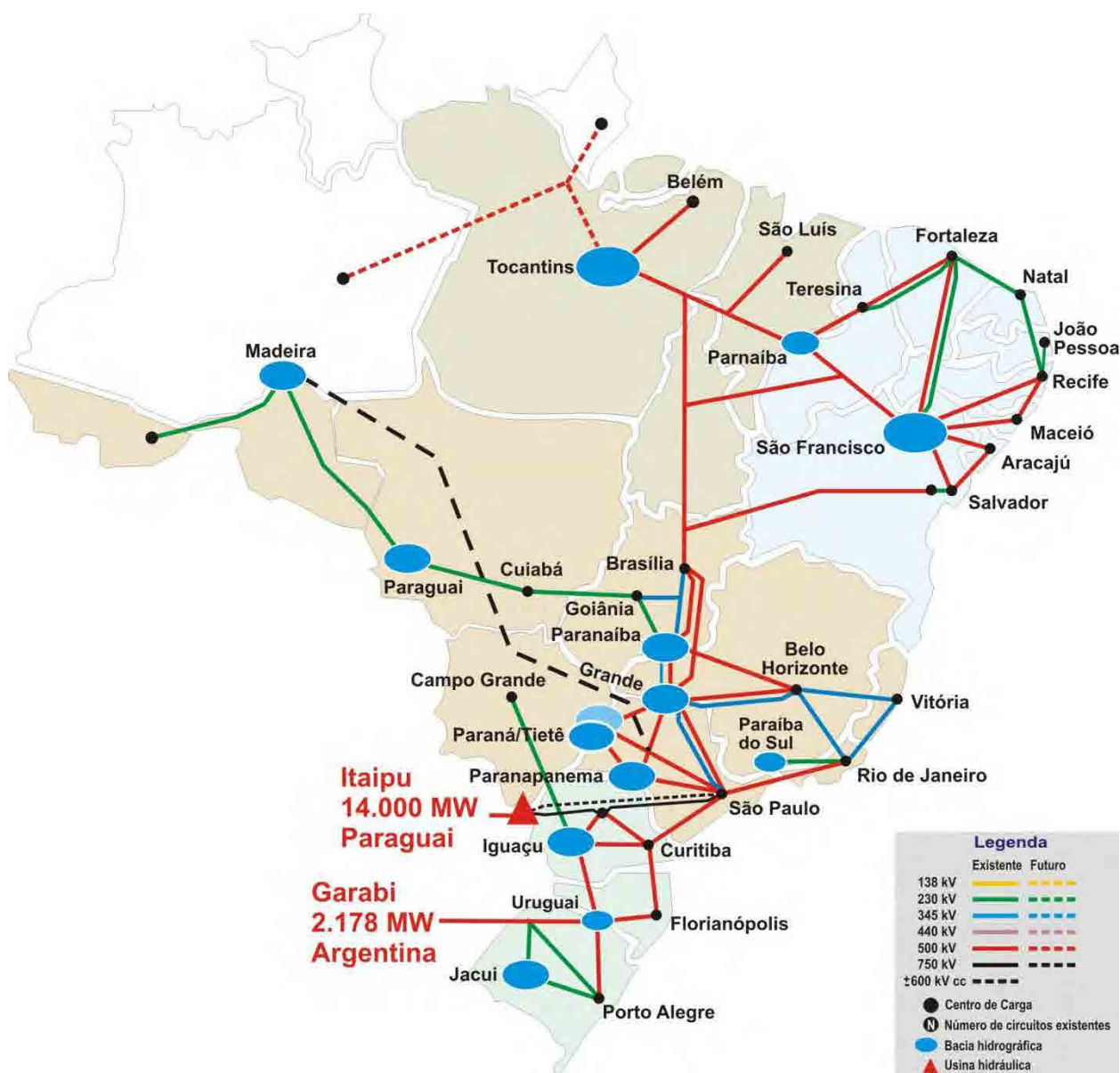


Figura 4.1-1 Sistema de Transmissão de Energia no Brasil

(Fonte: ONS)



### 4.1.2 Sistema de Transmissão e Subestação

Focando-se no sistema de transmissão de energia no Estado do Paraná, conforme mostrado na Figura 4.1-2, as usinas de geração de energia estão localizadas na região Sudoeste e a energia é transmitida para Curitiba, Londrina e Maringá por linhas de transmissão de 500 kV. De acordo com a COPEL, no caso de emergência, como na diminuição de energia geral no Brasil, o sistema de energia do Estado do Paraná será separado das outras regiões no Brasil a fim de manter a alimentação de energia estável no Estado do Paraná.

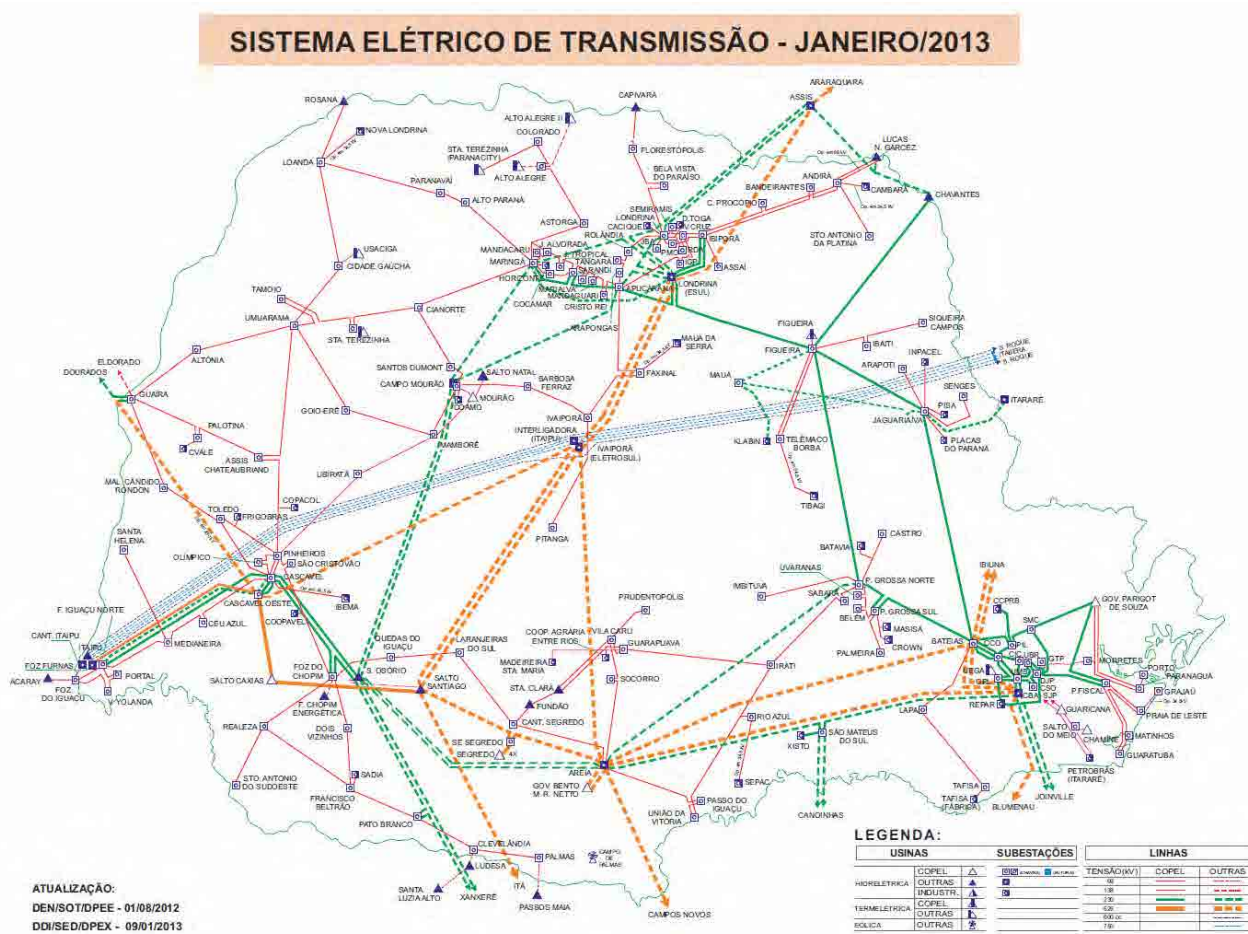


Figure 4.1-2 Sistema de Transmissão no Estado do Paraná em 2013

(Fonte: COPEL)

As regiões candidatas onde os sistemas de rede inteligente serão fornecidos estão localizadas em torno da Cidade de Curitiba mostradas na Figura 4.1-3. Na Cidade de Curitiba, as linhas de transmissão de 500/230 kV são estabelecidas para fornecer energia elétrica, a qual pode ser fornecida para as regiões candidatas por linhas de transmissão de 138 kV. Não há nenhuma linha de distribuição de 138 kV em algumas regiões candidatas em 2013. No entanto, de acordo com o diagrama planejado mostrado na Figura 4.1-4, a COPEL está planejando fornecer linhas de distribuição de 138 kV para quase todas as regiões candidatas em 2021.

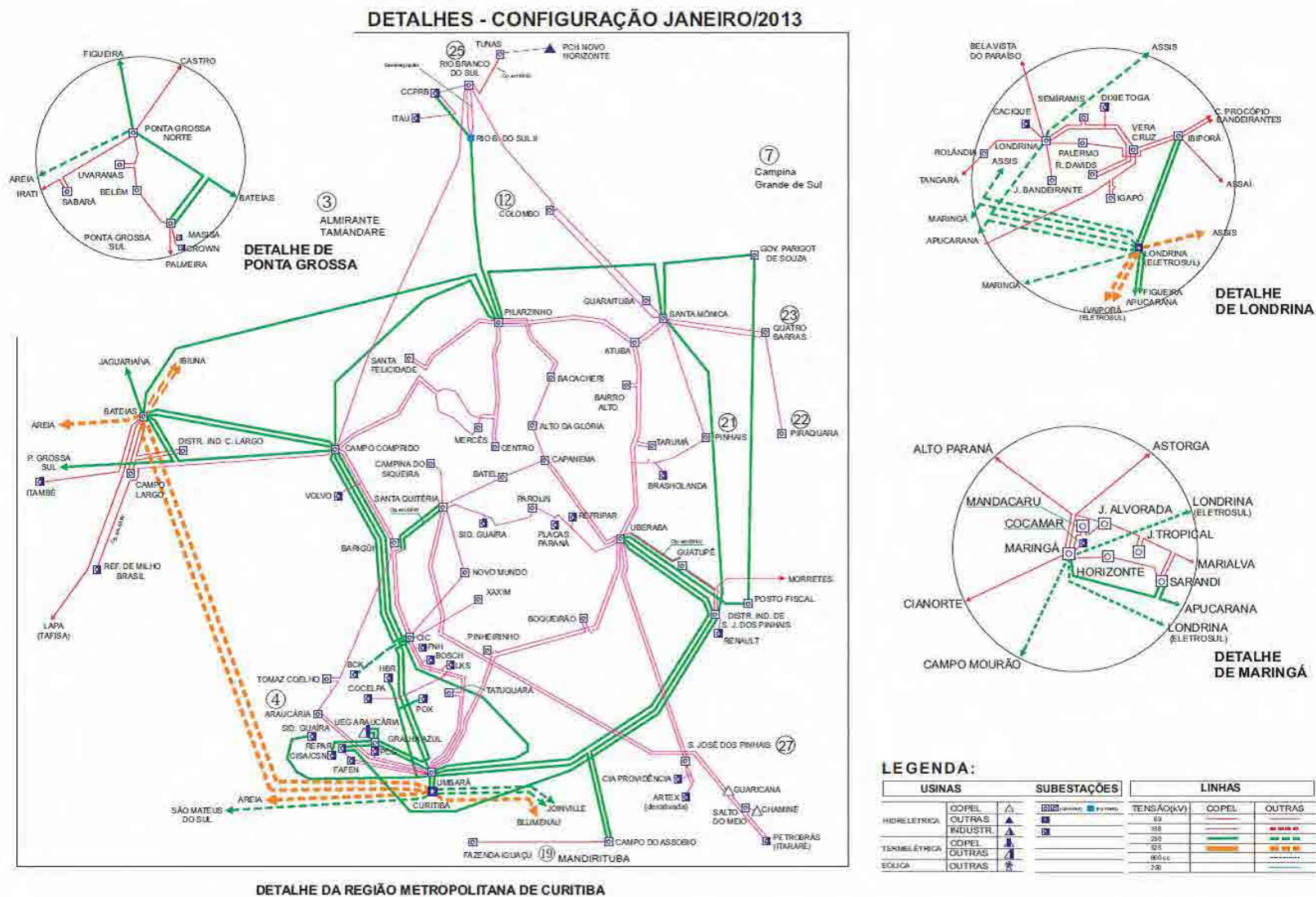


Figura 4.1-3 Sistema de Transmissão em Curitiba em 2013

(Fonte: COPEL)



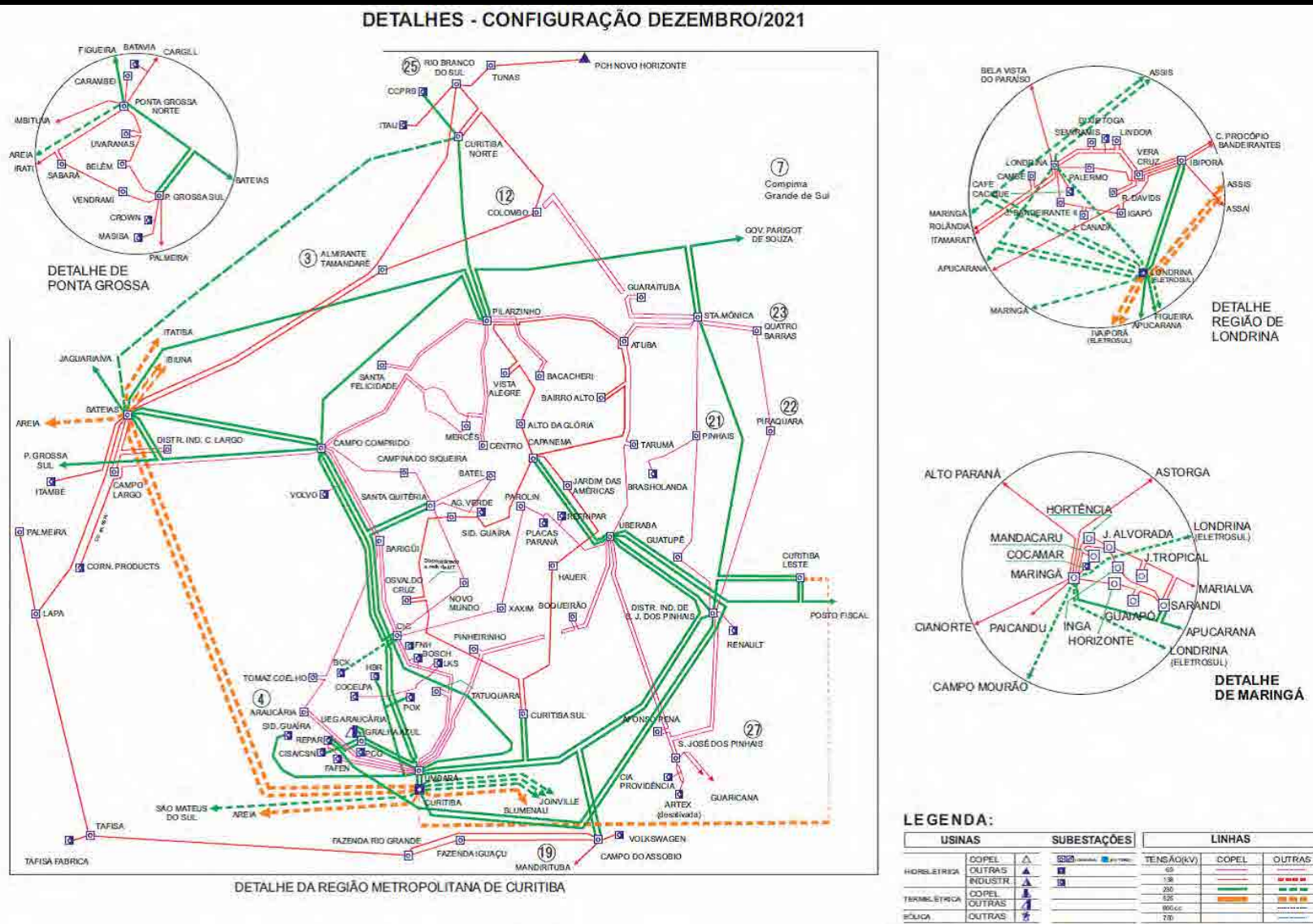


Figura 4.1-4 Sistema de Transmissão em Curitiba em 2021

(Fonte: COPEL)

### 4.1.3 Controle do Sistema de Energia

A COPEL possui um Centro de Controle para gerenciar os sistemas de transmissão e distribuição em Curitiba. Lá, é possível controlar as linhas de transmissão e distribuição de 500 kV, 230 kV, 138 kV e 69 kV no Estado do Paraná. A Figura 4.1-5 mostra o Centro de Controle em Curitiba. Em frente às mesas de controle, há uma grande tela para mostrar todos os sistemas de transmissão e distribuição no Paraná. Duas fileiras de mesas de controle são fornecidas no Centro de Controle. O lado dianteiro é para controle das linhas de distribuição de 138 kV e 69 kV e a próxima fileira e para o controle das linhas de transmissão de 500 kV e 230 kV. Além disso, a COPEL forneceu instalações de controle adicionais com funções limitadas em outros locais para operar o sistema em caso de emergência no Centro de Controle. As linhas de distribuição de baixa tensão podem ser controladas pelo Centro de Controle de Distribuição pela COPEL.

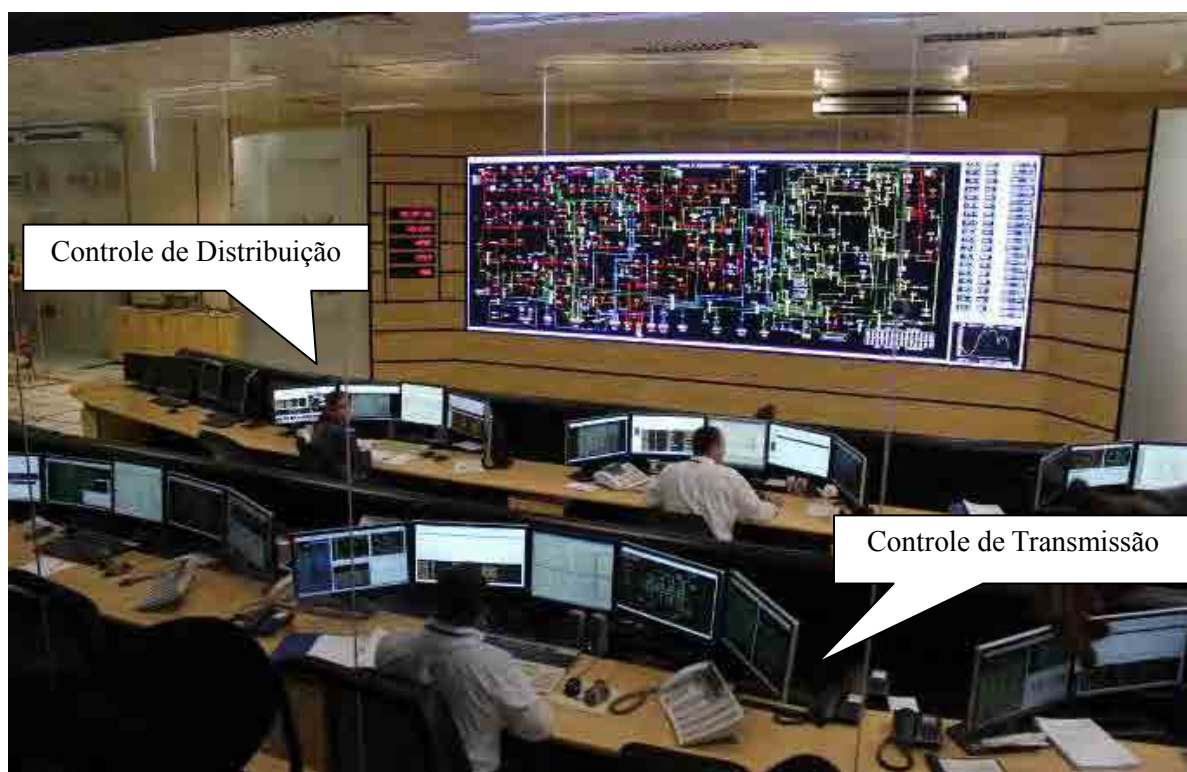


Figura 4.1-5 Centro de Controle para gerenciar os sistemas de transmissão

(Fonte: Foto pela Equipe de Pesquisa)

## 4.2 Subestação de Distribuição

### 4.2.1 Sistema de Controle de Distribuição

Conforme mostrado na Figura 4.2-1, a COPEL possui um Centro de Controle de Distribuição em Curitiba para controlar todos os sistemas de distribuição na Cidade de Curitiba. A partir do Centro de Controle de Distribuição, é possível controlar todos os sistemas de distribuição de 13,8 kV a 138 kV. O disjuntor nos alimentadores de 13,8 kV pode ser controlado, mas os disjuntores de carga (LBSs) e religadores não podem ser controlados pelo Centro de Controle de Distribuição neste momento. Além disso, a COPEL possui o sistema de controle de distribuição, que pode controlar LBSs e religadores apenas na Cidade de Curitiba. No entanto, a função das instalações de controle de distribuição é muito limitada, por exemplo, todos os sistemas de mapeamento não são conectados nas instalações de controle de distribuição de modo satisfatório. É possível controlar os disjuntores de carga e religadores por número do equipamento e, em seguida, um operador pode confirmar a localização do equipamento no mapa. Este sistema é bem diferente do Sistema de Automação de Distribuição (DAS) no Japão. A COPEL tem conhecimento de que este sistema não é suficiente para uma operação e gerenciamento confiável do sistema de distribuição. Eles começaram a desenvolver um novo DAS em Curitiba e Fazenda Rio Grande até o início da Copa do Mundo.

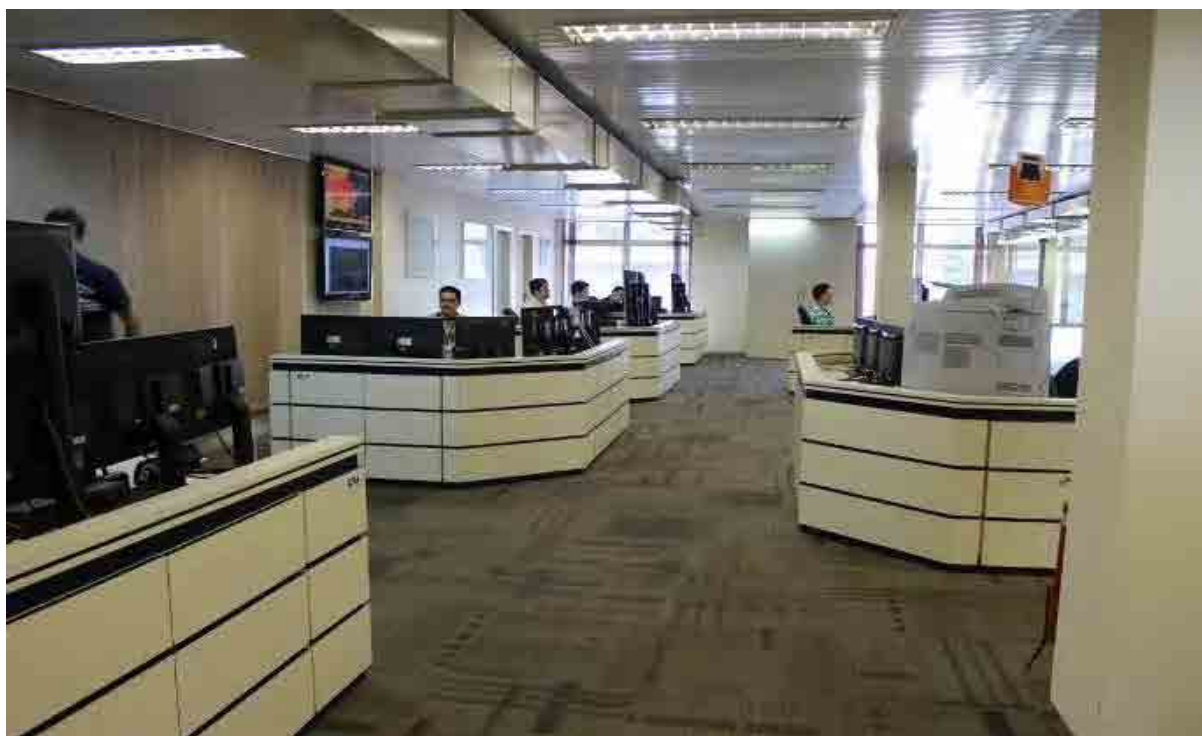


Figura 4.2-1 Centro de Controle para gerenciar os sistemas de distribuição

*(Fonte: Foto pela Equipe de Pesquisa)*



## 4.2.2 Configuração da Subestação

A Equipe de Pesquisa investigou a Fazenda Rio Grande e Rio Branco do Sul, que é uma das regiões candidatas nesta pesquisa e puderam coletar informações sobre a subestação típica da COPEL.

### 4.2.2.1 Subestação Fazenda Rio Grande

Esta subestação é uma subestação do tipo de mecanismo de comutação isolado a ar (AIS) e é composta de disjuntores a gás e interruptores de desconexão horizontais e CT/VTs. O barramento de 138 kV possui uma configuração de barramento duplo com duas linhas de entrada e diversos alimentadores de distribuição de 13,8 kV de saída. O sistema de aterramento é aterramento direto para os sistemas de 138 kV, 69 kV e 34,5 kV. Um transformador possui conexão delta para 13,8 kV e está fornecendo reatores de aterramento para alimentar a corrente de falha de terra.



Figura 4.2-2 Fazenda Rio Grande subestação  
(Fonte: Foto pela Equipe de Pesquisa)

A subestação é construída em um poste de concreto pré-moldado conforme mostrado na Figura 4.2-2 devido a motivos econômicos. A COPEL explicou que o poste de concreto é fabricado para fornecer aterramento seguro completo de acordo com suas especificações. O tamanho do edifício de controle da subestação é de aproximadamente 15 metros por 15 metros e os painéis de controle, painéis de proteção, SAS, instalações de comunicação e instalações de fornecimento de energia são fornecidos no edifício. A COPEL explicou que a subestação para menos que 138 kV não é tripulada. A interface necessária entre a subestação e o centro de controle remoto é fornecida com o SAS. Por outro lado, este SAS está defasado em aproximadamente dez anos e os componentes principais, como o computador, já tiveram o modelo modificado. Conseqüentemente, eles iniciaram a desenvolver um novo SAS na COPEL.

### 4.2.2.2 Subestação Rio Branco do Sul

O tipo da Subestação Rio Branco do Sul é AIS. A COPEL explicou que eles aplicaram o sistema AIS na maioria das subestações de distribuição. Algumas poucas subestações de distribuição são do tipo GIS. A tensão primária da subestação é de 69 kV e transformada para secundária 34,5 kV e terciária 13,8 kV por dois auto-transformadores com 20 e 40 MVA. A fiação secundária e conexão-estrela e a fiação terciária e conexão delta com reatores de aterramento. A COPEL explicou que eles possuem transformadores com fiação normal (não auto-transformador) em outras subestações.

O sistema de controle dos painéis de controle mecânicos e SAS possui quase a mesma configuração que os da Fazenda Rio Grande conforme mostrado na Figura 4.2-3. Conforme mostrado na Figura 4.2-4, os relés

de proteção não são exclusivos com os diversos tipos de diferente fabricação e princípio. Este é o resultado de uma licitação aberta em que os contratantes estão decididos pela oferta do menor preço. O sistema de aterramento de 13,8 kV, que é o aterramento do reator, é o mesmo que o da Fazenda Rio Grande. Primário (69 kV) e secundário (34,5 kV) são sistemas de aterramento direto.



Figura 4.2-3 SAS na Subestação de Rio Branco do Sul  
(Fonte: Foto pela Equipe de Pesquisa)

Figura 4.2-4 Painel de Relé na Subestação de Rio Branco do Sul  
(Fonte: Foto pela Equipe de Pesquisa)

### 4.2.3 Controle da Subestação

Aqui, o resultado da pesquisa local está resumido quando ao sistema de controle. No sistema COPEL, o princípio do sistema de controle é quase o mesmo que o das outras subestações. O sistema de controle é composto de painéis de controle mecânicos, conforme mostrado na Figura 4.2-7 e o sistema SAS na Figura 4.2-5.

Para substituir o SAS defasado, a COPEL está planejando desenvolver um novo SAS em dois anos. Foi planejado que o novo SAS apresente o padrão IEC 61850. As funções detalhadas do novo SAS serão estudadas no próximo estágio. No entanto, parece que a COPEL não irá considerar o desenvolvimento de novos relés com base no IEC 61850.

Os recursos do SAS existente estão descritos abaixo.

- i) Os dados do registro de operação são armazenados no SAS por 1 mês.
- ii) Os dados do registro de operação das instalações somente na subestação são armazenados apenas no SAS local.
- iii) Os disjuntores e interruptores de desconexão podem ser controlados remotamente.
- iv) Os dados de tensões, correntes e watt e var. podem ser armazenados no SAS.
- v) Os dados do relé de proteção podem ser inseridos no SAS pela porta serial (RS232/IP).
- vi) O esquema de comunicação para o centro de controle remoto é IP (DNP2) usando cabo de fibra ótica.



Figura 4.2-5 Painel de Controle na Subestação da Fazenda Rio Grande

(Fonte: Foto pela Equipe de Pesquisa)

#### 4.2.4 Sistema de Proteção do Alimentador de 13,8 kV

No sistema de distribuição da COPEL, os relés de falha de sobrecorrente e terra foram aplicados nos alimentadores de 34,5 kV e 13,8 kV. Também, um esquema de religamento de dois disparos foi aplicado aos alimentadores de 13,8 kV e 34,5 kV. A finalidade do religamento é apenas para recuperação de uma falha em um alimentador, mas não para o denominado esquema de energização passo a passo aplicado nas linhas de distribuição no Japão. A fiação da linha de distribuição da COPEL é de alumínio desencapado e deste modo existem muitos casos em que árvores entram em contato com o fio de energia e causam falha de terra de alta resistência. Em tal caso, é muito difícil detectar este tipo de falha por relé de falha de aterramento (51N) em muitos casos. A COPEL não pode aumentar a sensibilidade do porque a corrente de erro é 2A no lado primário e assim configura o relé de 10 para 20 A para relé de falha de terra. O sistema de distribuição da COPEL é conexão delta com aterramento do reator, que é quase o mesmo que o sistema de distribuição Japonês, assim parece ser apropriado aplicar a mesma sensibilidade no relé de detecção de falha que é aplicada no Japão. O sistema de proteção de distribuição japonês, especialmente para proteção contra falha à terra, é descrito na Cláusula 6.4.3 do Capítulo 6.

### 4.3 Instalações de Distribuição/Rede de Distribuição da Linha Aérea

#### 4.3.1 Nível de Tensão

Os níveis de tensão na área de serviço da COPEL são mostrados na Tabela 4.3-1, com os níveis de tensão para este projeto sendo abaixo de 34,5 kV. Isto se deve pela meta principal para este projeto são as instalações de distribuição, os componentes principais dos quais, são menores que 34,5 kV. É claro, no caso em que alguns trabalhos de construção forem necessários para as subestações de 69/34,5 kV e 13,8 kV, estes também estão incluídos como meta para este projeto.



Tabela 4.3-1 Níveis de Tensão na Área de Serviço da COPEL

138	kV
69	kV
34.5	kV
13.8	kV
220/127	V

(Fonte: Material da COPEL)

### 4.3.2 Rede de Distribuição de Linha Aérea

O diagrama de linha única das subestações de distribuição típicas 69/34,5 kV e 13,8 kV na COPEL é mostrado na Figura 4.3-1. Conforme descrito em 4.3.1, a meta principal deste projeto é inferior a 34,5 kV. A linha de distribuição de 34,5 kV é utilizada principalmente como uma linha de conexão entre a subestação de distribuição de 69 kV/13,8 kV e a subestação de distribuição de 34,5 kV/13,8 kV. No entanto, conforme exibido na Figura 4.3-2, há alguns casos que possuem clientes na linha de distribuição de 34,5 kV. Deste modo, a linha de distribuição de 34,5 kV também considerada como a meta deste projeto. Além disso, um sistema de três linha trifásicas em 34,5 kV/13,8 kV e um sistema de quatro linha trifásicas em 220/127V são utilizadas na COPEL como um sistema de distribuição.

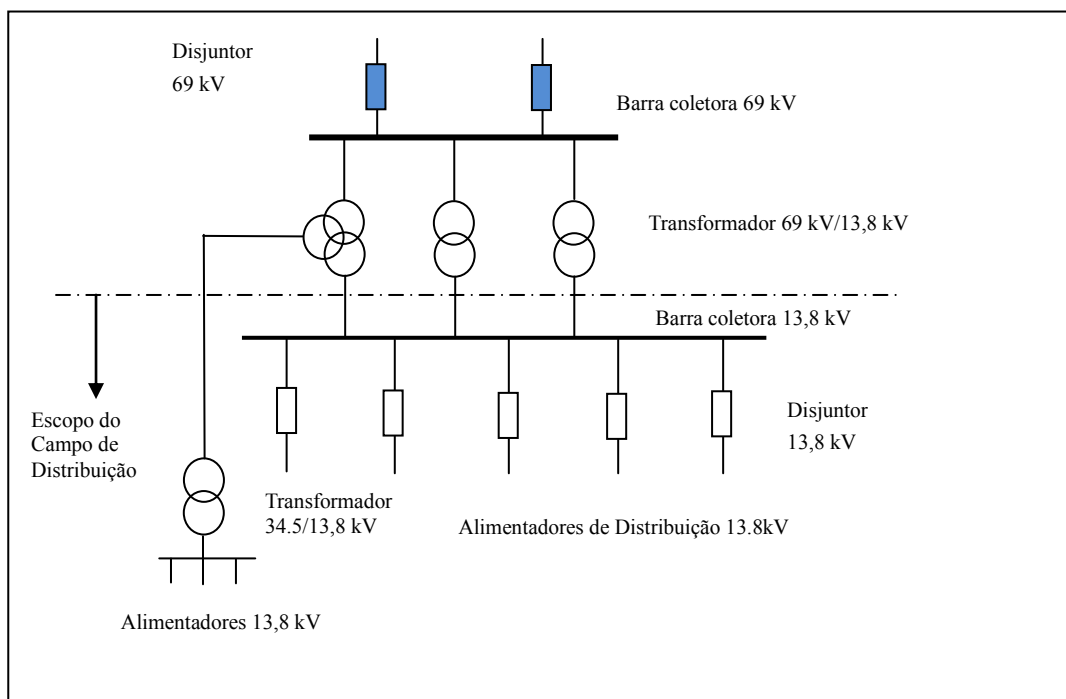


Figura 4.3-1 Diagrama de Linha Simples de Subestação de Distribuição Típica de 69/34,5 kV e 13,8 kV na COPEL

(Fonte: preparado pela Equipe de Pesquisa JICA com base no material da COPEL)

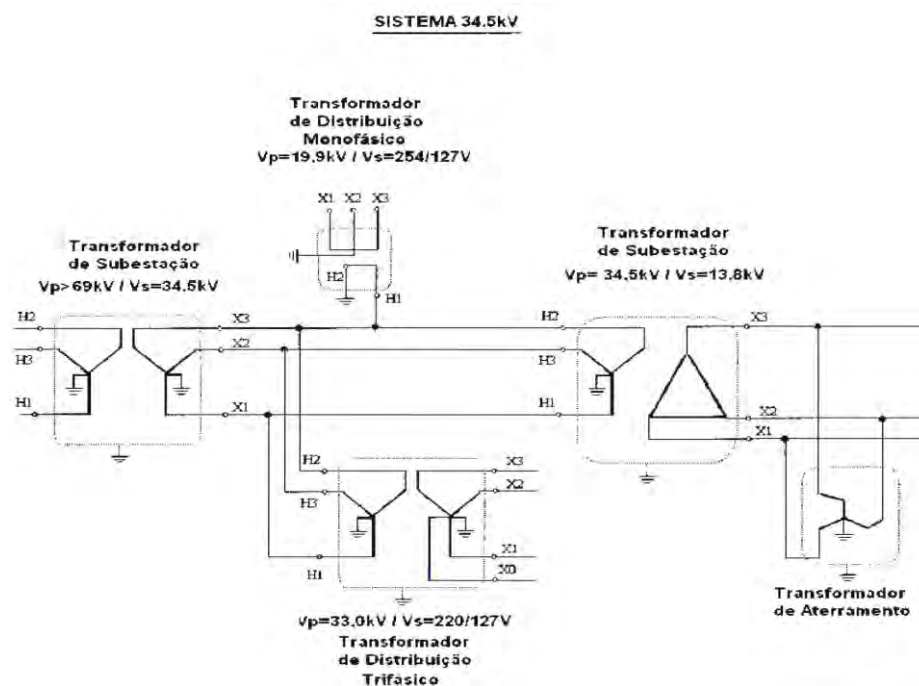


Figura 4.3-2 Diagrama de Linha Simples da Linha de Distribuição de 34,5kV

(Fonte: Material da COPEL)

A visão geral das instalações de distribuição na Região Metropolitana de Curitiba é mostrada na Tabela 4.3-2. De acordo com esta tabela, muitas instalações na Região Metropolitana de Curitiba estão concentradas na Cidade de Curitiba. Em relação às subestações, a maioria dos municípios possui pelo menos 1 subestação. Deste modo, pode-se dizer que a eletricidade é fornecida para cada município por cada subestação localizada em cada município. A tensão para o alimentador principal na linha de distribuição é de 13,8 kV, porque há poucos alimentadores de 34,5 kV. Linhas de distribuição subterrânea existem apenas em Curitiba. Além disso, Curitiba possui mais de 600 pontos em loop e, com base neste fato, entende-se que o projeto de rede inteligente da COPEL em Curitiba está indo bem, porque para melhorar a confiabilidade da linha de distribuição até a Copa do Mundo da FIFA em Junho de 2014, a COPEL faz um grande esforço para instalar e automatizar LBS e/ou religadores nas linhas de distribuição.

Tabela 4.3-2 Visão Geral das Instalações de Distribuição na Região Metropolitana de Curitiba

Cidades	Nº. de Subestações	Nº. de Alimentadores 13.8kV	Nº. de Alimentadores 34.kV	Comprimento OH (km)	Comprimento UG (km)	Nº. de religadores	Nº. de Pontos em loop (*)	
1	Adrianópolis	1	1	2.8		6	0	
2	Agudos do Sul	1	2	265		7	3	
3	Almirante Tamandaré	1	4	410		7	9	
4	Araucária	2	17	785		20	48	
5	Balsa Nova	1	2	171		6	3	
6	Bocaiúva do Sul	1	2	180		4	3	
7	Campina Grande do Sul	1	3	356		9	6	
8	Campo do Tenente	1	3	269		5	6	
9	Campo Largo	2	5	260		23	12	
10	Campo Magro	0	0	133		2	0	
11	Cerro Azul	1	3	552		6	6	
12	Colombo	2	9	501		16	24	
13	Contenda	1	2	521		7	3	
14	Curitiba	22	215	3655	10	297	642	
15	Doutor Ulysses	0	0	0		1	0	
16	Fazenda Rio Grande	2	10	459		6	27	
17	Itaperuçu	0	0	83		1	0	
18	Lapa	2	9	1431		14	24	
19	Mandirituba	2	8	654		9	21	
20	Pien	1	5	212		12	12	
21	Pinhais	1	3	665		7	6	
22	Piraquara	1	6	286		10	15	
23	Quatro Barras	1	7	283		13	18	
24	Quitandinha.	1	3	490		7	6	
25	Rio Branco do Sul	1	3	175		12	6	
26	Rio Negro	0		0		3	0	
27	São Jose dos Pinhais	4	32	1146		55	91	
28	Tijucas do Sul	1	2	269		5	3	
29	Tunas do Paraná.	2	2	260		7	3	
TOTAL		56	358	16	14473.8	10	577	997

(\*) O número de pontos em circuito fechado é estimado em 3 chaves para cada dois alimentadores.

(Fonte: Materiais da COPEL)

### 4.3.3 Instalações de Distribuição

Linhas de distribuição aéreas são típicas na Região Metropolitana de Curitiba porque existem poucas linhas subterrâneas, as quais são encontradas apenas na Cidade de Curitiba. Os componentes principais da linha aérea são os seguintes:

- LBS (óleo ou SF6)
- Religador
- Transformador
- Linha de Distribuição
- Poste Elétrico
- Regulador de Tensão
- Banco de Capacitores

- Para-raios, etc.

As explicações a seguir nos dão uma visão geral de cada instalação e o padrão de projeto da COPEL, etc.

## 1) Instalação e Projeto

### • LBS (Disjuntor de Carga), Religador

O LBS utilizado na COPEL é, geralmente, de um tipo manual de óleo, mas o LBS que está previsto para ser substituído por ALBS é alterado para um tipo de gás SF6. Em relação ao Religador, a Copel utiliza um tipo de vácuo e um tipo de isolamento de óleo (tipo KF). Esses tipos podem ser adotados para serem controlados remotamente através da instalação do RTU, porém eles trabalham por si mesmos, sem a automação nas condições existentes. A Copel está considerando substituir para o novo tipo KFE, que pode ser controlado remotamente no futuro.

Em relação aos pontos de instalação para LBS e Religadores, a COPEL não possui padrões internos. No entanto, é recomendável instalar LBS ou religadores por em 1,5 ~ 2,0 km com uma carga de cerca de 2000 kVA e em pontos especiais onde existem consumidores especiais no projeto atual. Por outro lado, em relação ao religador, manter a harmonia entre o religador e a subestação é muito difícil, devido a isso o número máximo de religadores instalados em um alimentador é 2, sob as condições existentes.



Specification of Typical LBS

Type	Latch Type	
Operating Method	Auto / Manual	
Voltage	15 kV	
Phase	3 Phase	
Frequency	60 Hz	
Continuous Rating Current	600 A	
Permissible Current for Short Period	12 KA (1second)	
Measurement	Current	3 Phase (600:1)
	Voltage	Both Side (Total 6 Points) (13,800:1)
Accuracy	Current	±1.2% (600A)
	Voltage	±10% (13.8kV)

Figura 4.3-3 LBS

(Fonte: Foto pela Equipe de Pesquisa)



Cooper  
KF type

Figura 4.3-4 Religador Mecânico Antigo

(Fonte: Foto pela Equipe de Pesquisa)

Por outro lado, em relação religador, mantendo a coordenação entre o religador e a subestação é muito difícil de acordo com a razão abaixo, de modo que o número máximo de religadores instalados em um alimentador é de 3 nas condições existentes.

Os religadores têm mais de relés de corrente (relé OC) com diferentes valores de configuração e podem separar apenas a seção com falha pela função auto-abertura do relé OC quando um curto-circuito ocorrer. Concretamente, quando a falha ocorre em F3, conforme descrito na Figura A, quando a separação por R3 é realizada sem abertura em série de outros religadores, exceto R3 por coordenação de tempo (tempo de funcionamento diferente em cada religador) da configuração de relés OC dentro dos religadores.

Quanto à configuração dos relés OC no projeto real, a COPEL tem tempos de abertura padrões dos religadores (consulte a Tabela 4.3-3) e decide valor de configuração real do relé OC baseado na falha mínima de corrente no final do alimentador e curva característica de operação do relé OC fornecido pelo fabricante.

A COPEL instala três unidades de religadores em um alimentador no máximo e o seguinte explica sobre este motivo.

- O tempo de abertura do religador deverá ser ajustado considerando o tempo de coordenação de 0,3 a 0,4 segundo entre os religadores para evitar a abertura em série, tal como descrito acima, porque o religador tem erros operacionais ( $\pm 10\%$ ) do relé OC e dentro do temporizador, etc.
- Quando a falha ocorre no ponto de F1 perto da subestação na Figura 4.3-5, uma abertura mais rápida de R1 é necessária para minimizar o efeito negativo para as instalações de distribuição, devido à maior corrente de falha.

Com base nos itens acima, o valor de ajuste de R1 é melhor ser definido com o tempo mais curto possível, no entanto, não pode ser encurtado durante um determinado período de tempo (1,2 segundo na COPEL), devido à coordenação de tempo com outros religadores. Portanto, considerando o impacto negativo na falha e o curto tempo de abertura de R1, etc., a COPEL tem limitação do número máximo (3) da instalação de religadores em um alimentador.

Além disso, quando a equipe de pesquisa JICA confirmou com a COPEL as experiências reais de mal funcionamento e falha de operação do religador, embora possam definir o valor de ajuste do relé OC de forma efetiva, eles tiveram algumas experiências de mal funcionamento e falhas de operação causadas por deterioração por conta da idade do relé OC, etc.

Tabela 4.3-3 Tempos de abertura padrões dos Religadores na COPEL

Religador (na Figura A)	Tempo de abertura (segundos)
R1	1.2
R2	0.8
R3	0.5

(Fonte: Entrevista com a COPEL)

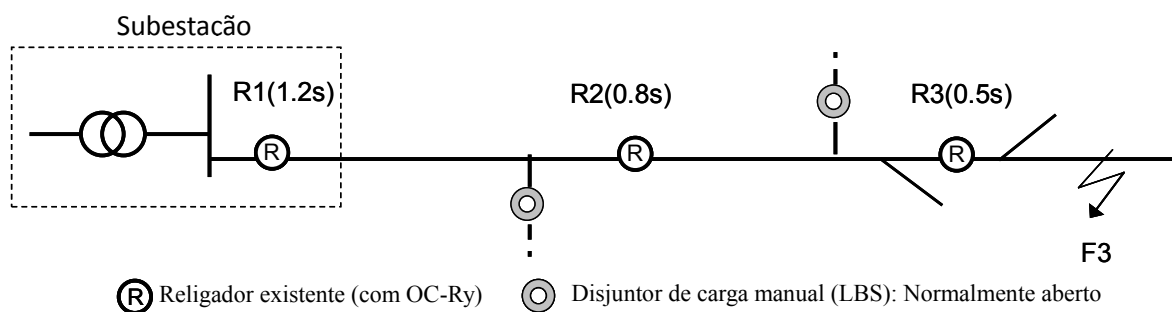


Figura 4.3-5 Exemplo de Linha de Distribuição Típica na COPEL

(Fonte: Elaborado pela Equipe de Pesquisa JICA)

Além disso, o religador tem mais um ponto fraco, de não detectar quando a falha de aterramento com alta impedância ocorre. Isso ocorre porque o religador tem um relé de proteção de falha de aterramento (51N), e este relé pode detectar e separar a seção de aterramento com falha quando a falha de aterramento ocorre. No entanto, conforme descrito em 6.3.4 Esquema de Proteção para Linhas de Distribuição, a configuração mínima de corrente deste relé de falha de aterramento é de 10A, portanto, a corrente da falha de aterramento (menos de 10A no geral) no caso de falha de alta impedância, não pode ser detectado por este relé.

#### • Transformador

Um transformador utilizado na COPEL é mostrado na Tabela 4.3-4 e sua especificação é regulada na NTC (Norma Técnica Copel), o que significa a regulamentação interna da Copel. Transformadores monofásicos e transformadores trifásicos são utilizados na COPEL. O número de transformadores nas

áreas alvo deste estudo é de aproximadamente 55 mil unidades, conforme mostrado na Tabela 4.3-5, os quais são comprados por fabricantes, tais como ABB, Toshiba, WEG, etc., e a média dos fatores de carga é de aproximadamente 50% na área urbana e 20% na área rural, exibidas respectivamente na Tabela 4.3-6. Os transformadores monofásicos são utilizados em áreas rurais com baixa carga e os transformadores trifásicos são utilizados em áreas residenciais com grande carga no projeto geral. Além disso, com relação aos transformadores trifásicos, 45KVA em áreas residenciais e 112,5kVA em áreas de alta densidade, tais como local central em áreas urbanas, são selecionados no projeto geral.

Tabela 4.3-4 Tipos de Transformador na COPEL

<b>Monofásico (kVA)</b>	<b>Trifásico (kVA)</b>
3*	15
5*	30
10	45
15	75
25	112.5
-	150
-	225

\*Nenhuma instalação nova

(Fonte: Entrevista com a COPEL)

Tabela 4.3-5 Número de transformadores em 13,8kV

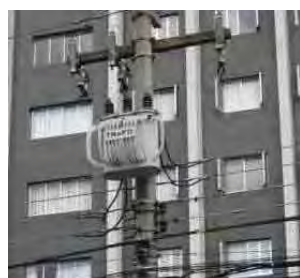
	<b>Nº de Transformadores (Unidades)</b>
<b>Região Urbana (Cidade de Curitiba)</b>	15.952
<b>Regiões Suburbanas (Outras áreas além da Cidade de Curitiba: 23 Municípios)</b>	39.450
<b>Total</b>	55.402

(Fonte: Materiais COPEL)

Tabela 4.3-6 Fator de carga médio do Transformador em 13,8kV

<b>Área</b>		<b>Fator de carga médio</b>
<b>Área urbana (Cidade de Curitiba)</b>	<b>Urbano</b>	59%
	<b>Rural</b>	21%
<b>Áreas suburbanas no Norte</b>	<b>Urbano</b>	52%
	<b>Rural</b>	21%
<b>Áreas suburbanas no Sul</b>	<b>Urbano</b>	46%
	<b>Rural</b>	15%

(Fonte: Materiais COPEL)



TRAFO, 75kVA



ROMAGNOLE, 225kVA

Figura 4.3-6 Transformador

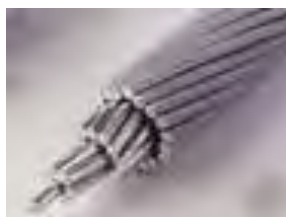
(Fonte: Foto pela Equipe de Pesquisa)

### • Linha de Distribuição

Uma linha de distribuição utilizada na COPEL é mostrada na Tabela 4.3-7. Elas têm dois tipos; tipos protegidos e não protegidos. A linha de distribuição protegida é utilizada em áreas urbanas e a linha de distribuição não protegida é utilizada principalmente em áreas rurais. No futuro, a fim de melhorar a confiabilidade da linha de distribuição, a COPEL planeja instalar a linha de distribuição protegida, especialmente nas áreas urbanas, tanto quanto possível.

Tabela 4.3-7 Tipos de Linha de Distribuição na COPEL

Linha de Distribuição	
Protegida (Corrente Permissível)	Não Protegida (Corrente Permissível)
185mm <sup>2</sup> (525A)	336MCM (510A)
120mm <sup>2</sup> (282A)	4/0 AWG (365A)
70mm <sup>2</sup> (187A)	2/0 AWG (275A)
-	02 AWG (185A)

Protegido (35 mm<sup>2</sup>)

Não Protegido (336 MCM)

(Fonte: Materiais COPEL e Fabricante Comum)

Além disso, no projeto, a seleção da linha de distribuição de 13.8kV/34.5kV em nova instalação é realizada com base em 50% da corrente contínua admissível da linha de distribuição em condições normais de operação e 90% da corrente contínua admissível para a linha de distribuição em curtos



períodos (por exemplo, durante alguma manutenção).

#### • Poste Elétrico

Um poste elétrico de luz usado na COPEL é mostrado na Tabela 4.3-8 e sua especificação é regulada pela NTC (Norma Técnica Copel). A distância média de instalação é de 30m - 40m, mas esta distância depende da característica do ponto de instalação. No projeto, o cálculo de resistência é conduzido e o poste elétrico é selecionado com base neste resultado. Além disso, os principais fabricantes são ROMAGNOLE, INCOPOSTES, OESTEPAR e a tarifa desses 3 principais fabricantes é de aproximadamente 15% da quantidade total adquirida de postes elétricos na COPEL.

Tabela 4.3-8 Tipo do Poste Elétrico na COPEL

Poste Elétrico	
Altura (m)	Força (Kgf)
10.5	150
	300
	600
	1,000
	2,000
12.0	200
	300
	600
	1,000
	2,000
	3,000
13.5	600
	1,000
	2,000
	3,000
15.0	600
18.0	600

(Fonte: Materiais COPEL)

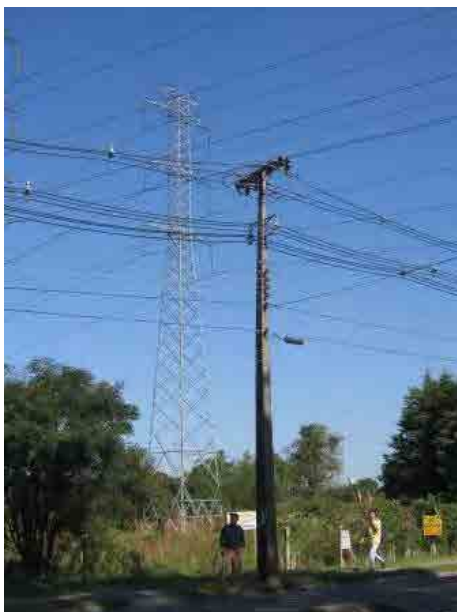


Figura 4.3-7 Poste Elétrico

(Fonte: Foto pela Equipe de Pesquisa)

#### • Regulador de Tensão

O propósito principal da instalação do regulador de tensão é como uma contramedida preventivas para a queda de tensão e o regulador de tensão utilizado na COPEL é do tipo fixo. O número total de reguladores de tensão existentes nas áreas alvo neste estudo é de 80 unidades, conforme exibido na Tabela 4.3-9. Em relação ao ponto de instalação, a COPEL não possui normas internas, e, portanto, o ponto de instalação é decidido com base nas características do alimentador. Além disso, embora o regulador de tensão possa ser automatizado caso ele for instalado com RTU no Projeto, em zonas remotas onde o GPRS geralmente não pode alcançar, portanto é instalado para trabalhar por si só, sem a automação, nas condições existentes.



Cooper 2Unis  
Cada Capacidade 100A

Figura 4.3-8 Regulador de Tensão

(Fonte: Foto pela Equipe de Pesquisa)

Tabela 4.3-9 Número de Reguladores de Tensão em cada Município

Municípios	Nº do Regulador de Tensão
ALMIRANTE TAMANDAR	3
ARAUCARIA	5
CAMPINA GRANDE DO SUL	4
CAMPO DO TENENTE	2
CAMPO LARGO	3
CERRO AZUL	4
COLOMBO	6
CONTENDA	3
Curitiba	5
FAZENDA RIO GRANDE	2
LAPA	10
MANDIRITUBA	5
PIEN	3
PINHAIS	1
PIRAQUARA	1
QUATRO BARRAS	2
QUITANDINHA	2
RIO BRANCO DO SUL	9
SAO JOSE DOS PINHAIS	8
TIJUCAS DO SUL	2
Total	80

(Fonte: Materiais COPEL)

#### • Banco de Capacitores

O propósito principal da instalação de um banco de capacitores é como uma medidas preventivas para a queda de tensão e para o baixo fator de potência. O banco capacitor utilizado na COPEL é do tipo fixo, principalmente, no entanto, alguns tipos de controle com disparador automático podem controlar apenas liga/desliga de acordo com o tempo que já foi instalado. O número total de banco capacitor existente em áreas alvo neste estudo é 209 unidades conforme mostrado na Tabela 4.3-10 e as capacidades padrão são 300kVAR, 600kVAR e 1200kVAR. Em relação ao ponto de instalação, a COPEL não possui normas internas, e, portanto, o ponto de instalação é decidido com base nas características do alimentador, bem como do regulador de tensão. No entanto, a instalação real é realizada em um terceiro ponto aproximado da linha de distribuição com base na entrevista com COPEL. Além disso, o banco de capacitores existente pode ser automatizado se el for instalado com RTU no Projeto, porém é instalado para funcionar por si só, sem automação, nas condições existentes, bem como o regulador de tensão.



Cooper  
Capacidade 1200kVAR

Figura 4.3-9 Banco de Capacitores

(Fonte: Foto pela Equipe de Pesquisa)

Tabela 4.3-10 Número do Banco de Capacitor em cada Município

Municípios	Capacidade(kVAR)	Nº do Banco de Capacitor
ALMIRANTE TAMANDAR	300	0
	600	3
	1200	0
ARAUCARIA	300	0
	600	4
	1200	2
CAMPINA GRANDE DO SUL	300	0
	600	1
	1200	0
COLOMBO	300	0
	600	5
	1200	1
CURITIBA	300	1
	600	90
	900	1
	1200	62
FAZENDA RIO GRANDE	300	0
	600	1
	1200	1
LAPA	300	0
	600	1
	1200	0
PINHAIS	300	0
	600	1
	1200	10
PIRAQUARA	300	0
	600	3
	1200	0
QUATRO BARRAS	300	1
	600	3
	1200	1
RIO BRANCO DO SUL	300	0
	600	1
	1200	1
SAO JOSE DOS PINHAIS	300	0
	600	9
	1200	5
TUNAS DO PARANA	300	0
	600	1
	1200	0
Total		209

(Fonte: Materiais COPEL)

### • Para-raios

COPEL utiliza o para-raios de sobretensão do tipo polímero-ZnO comprado por fabricantes domésticos como DELMAR e BAUESTRO, e o valor de cada resistência do para-raios de sobretensão é menor do que  $20\Omega$  regulados por MIT (Manual e Instrução Técnica Copel).

Para o ponto de instalação, a COPEL tem normas internas para para-raios e a instalação é conduzida conforme segue:

- Área Urbana: a cada 500m (3 unidades (trifásicas)),
- Área Rural: a cada 700m (3 unidades (trifásicas))
- Ambos os lados para as Instalações de Distribuição (6 unidades (trifásicas x 2 lados))



Figura 4.3-10 Supressor de surtos tipo Polímero e ZnO

## 2) Operação

### • Tensão

Tensão de operação em linha de distribuição é regulado na Resolução ANEEL No.676/2003 conforme descrito no 2.8.4 Qualidade de Energia e pode-se entender que a queda de tensão em operação normal condição é de até 7% da Tabela 2.8-6. Além disso, no caso de ocorrer queda de tensão acima de 7%, a instalação do regulador de tensão ou do banco de capacitores ou o espessamento do tamanho de uma linha de distribuição são conduzido como contramedida.

### • Corrente

Da mesma forma que o projeto, a corrente em operação normal é de até 50% da corrente contínua admissível da linha de distribuição, e, para períodos curtos (por exemplo, durante alguma manutenção), pode ser tão elevada quanto 90% da corrente contínua admissível da linha de distribuição. Além disso, uma corrente de circuito curto depende das características do alimentador e é calculada pela equipe de proteção caso por caso.

### • Fator de Potência

Como mostrado na Tabela 2.8-12, o fator de potência é regulado pela ANEEL PRODIST Modulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica. Com base nesta regulamentação da ANEEL, a COPEL tem a responsabilidade de melhorar o fator de potência em até 0,92. Portanto, em caso de fator de potência inferior a 0,92 no projeto, a COPEL planeja instalar um banco de capacitores na linha de distribuição como uma contramedida.

### • Distância de Segurança

A NBR15/688 regula a distância de segurança em linhas de distribuição como um padrão nacional. Os conteúdos são normas nos casos de atravessando/lateralmente passando sobre/ao longo de um rio ou estrada e os valores são 7m em áreas urbanas e 8,3m em outras áreas. Com base nesta regulamentação, a COPEL segue a NTC856004 (Norma Técnica Copel) descrita na Figura 4.3-11. No projeto da linha de distribuição, a COPEL está em conformidade com esta NTC, que é mais rigorosa que a NBR15/688. Por exemplo, no Caso 1 de 13,8 kV, a distância de segurança é de 7m a partir da superfície da via pública.

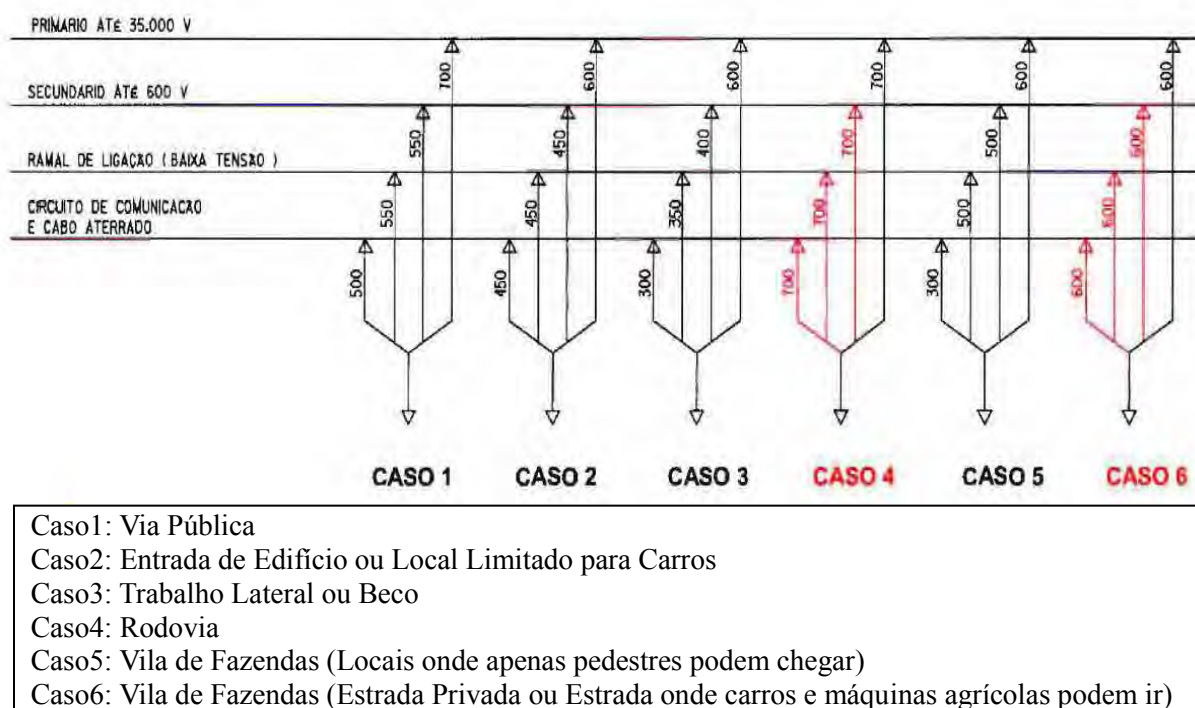


Figura 4.3-11 Distância de Segurança na COPEL (NTC856004)

(Fonte: Material da COPEL)

### • Composição da Rede (Divisão Setorial)

A COPEL não possui normas para a composição da rede, que menciona onde os LBS devem ser instalados na rede de distribuição. No entanto, o Departamento de Manutenção Eletromecânica e Automação (DMEA) recomenda aos engenheiros de operação e planejamento, que os LBS sejam

instalados na rede de distribuição, onde é mais adequado para mover a carga de um alimentador para outro alimentador.

#### 4.4 Rede Subterrânea

A área de aplicada para a rede subterrânea é limitada a uma área muito pequena na Cidade de Curitiba, na COPEL. O sistema subterrâneo foi aplicado para o sistema de rede regular e rede de local, conforme mostrado na Figura 4.4-1.

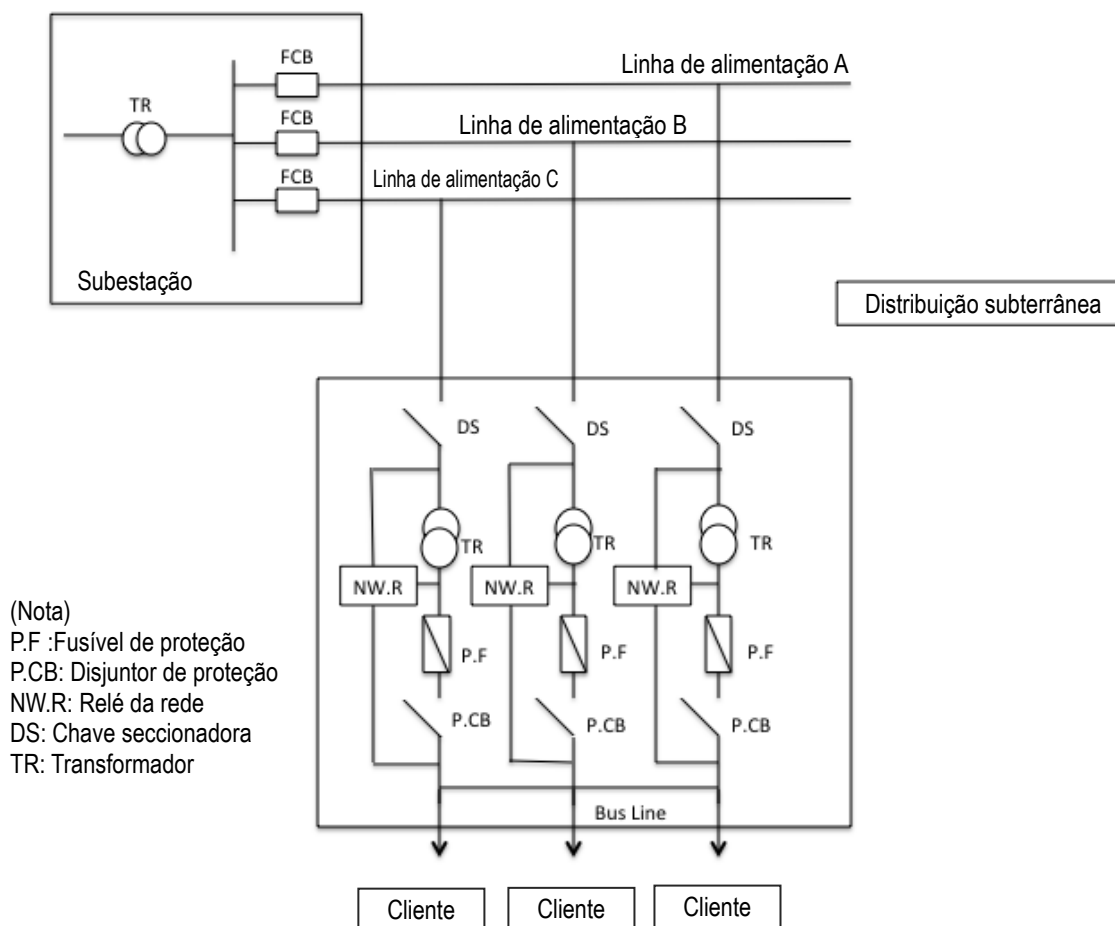


Figura 4.4-1 Diagrama da Rede Local

(Fonte: Equipe de Pesquisa JICA)

A COPEL não irá expandir a rede subterrânea devido ao grande investimento necessário em comparação com rede aérea e a larga corrente de circuito curto no lado da baixa tensão.

#### 4.5 Instalações de Telecomunicação

O sistema principal estimado para ser lançado neste projeto é o DAS (Sistema de Automação de

Distribuição) e a AMI (Infraestrutura de Medição Avançada). O DAS é um sistema que monitora e controla a rede de distribuição, e dois tipos de informações de caminhos de distribuição são necessários. Um é o caminho entre os Centros de Controle e subestações. O outro caminho é entre as subestações e os interruptores automatizados nos alimentadores. Ao mesmo tempo, o DAS é necessário para cooperar com o sistema SCADA (Controle de Supervisão e Aquisição de Dados) existente usando o DNP3.0 como o protocolo SCADA (Camada 5-7 do OSI: modelo de referência de Interconexão de Sistema Aberto), e IP como o protocolo de telecomunicação (Camada 3 e 4 do modelo de referência OSI). (Veja a seção 4.5.6)

Por outro lado, o sistema AMI coleta as informações do lado do cliente para a central, e também controla os medidores digitais sofisticados no lado do cliente do centro. Ele requer caminhos de telecomunicação entre o centro e os medidores dos clientes. Existem diversas opções de sistema de telecomunicação no sistema AMI. No momento, a mídia/ método/ sistema de telecomunicação específico para o AMI não foi definido no Brasil.

#### **4.5.1 Rede de Fibra Ótica Central**

A Figura 4.5-1 a seguir mostra o status da rede de fibra ótica central da COPEL. Esta rede de fibra ótica consiste essencialmente de OPGW (Fio de Terra Ótico), e o comprimento total é de 7,945 km (conforme 9/4/2012). Na área do projeto pretendido, quase todas as subestações são capazes de acessar a rede de fibra ótica central.



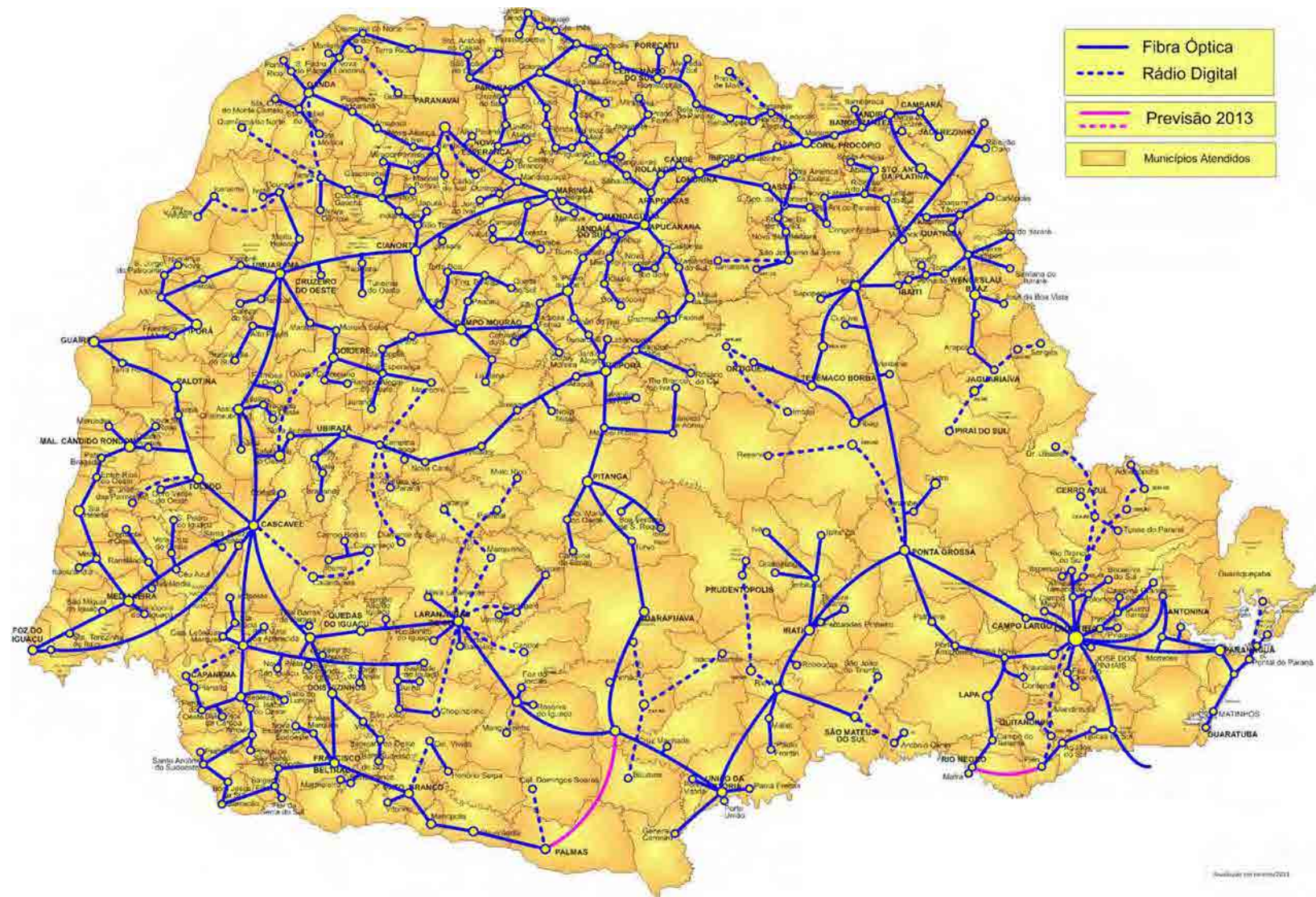


Figura 4.5-1 Rede de Fibra Óptica Central da COPEL

(Fonte: COPEL)

### 4.5.2 Sistema de Transmissão Central

O sistema de transmissão central na rede de fibra ótica central consiste de DWDM (Multiplex de Divisão de Comprimento de Onda Densa) e SDH (Hierarquia Digital Síncrona) (10G / 2,5G / 622M / 155M bps), e a topologia é rede em anel. O diagrama abaixo mostra a rede de transmissão central e o equipamento é HIT7300 (Nokia-Siemens).

O diagrama a seguir mostra o diagrama de rede lógica do sistema de transmissão principal da Copel. Os nós (hexagonal verde, quadrado vermelho, quadrado azul) são equipamentos de telecomunicações instalados em subestações, e os caminhos são fibras ópticas. A hexagonal verde representa ROADM (Multiplexador de Inserção/Remoção Óptico Reconfigurável), que é uma forma de OADM (Multiplexador de Inserção/Remoção Óptico) que adiciona a capacidade de mudar remotamente a forma de tráfego de um sistema WDM (Multiplexador por Divisão de Comprimento de Onda) na camada de comprimento de onda. Isto permite comprimentos de onda individuais ou múltiplos que transportam canais de dados a serem adicionadas e/ou retirados da fibra de transporte, sem a necessidade de converter o sinal em todos os canais de WDM para sinal eletrônico e voltar novamente para os sinais ópticos. Um quadrado vermelho representa um amplificador óptico, que é um dispositivo que amplifica um sinal óptico diretamente. Um quadrado azul representa um ponto de conexão das fibras ópticas.

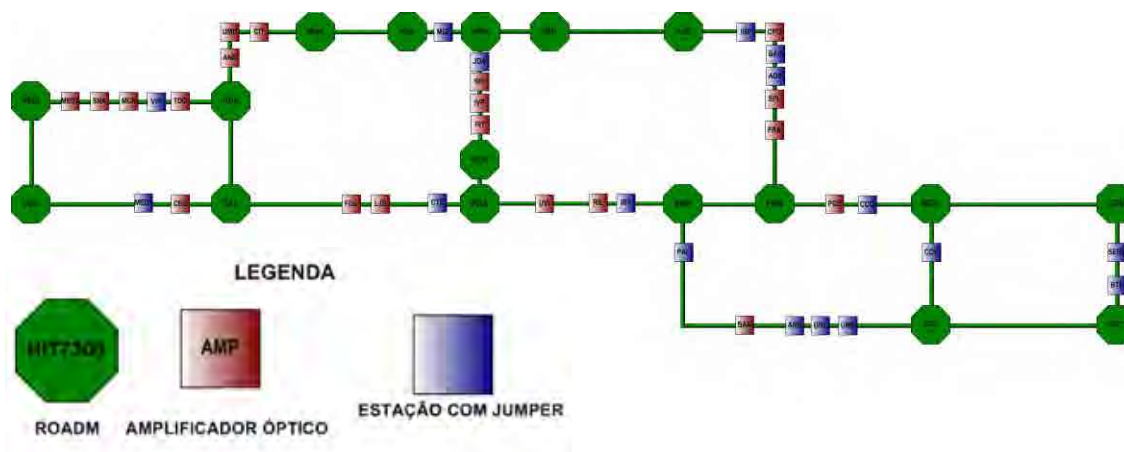


Figura 4.5-2 Sistema de Transmissão Central da COPEL

(Fonte: COPEL)

### 4.5.3 Rede de IP

A COPEL Telecommunications, uma subsidiária integral, possui a rede de IP da COPEL. Esta rede de IP consiste da infraestrutura de roteador estadual que utilize a rede municipal e da região MPLS (Multiprotocol Label Switching) com equipamento de comutação de Gigabit, no qual as portas Fast Ethernet estão disponíveis para a participação do cliente.

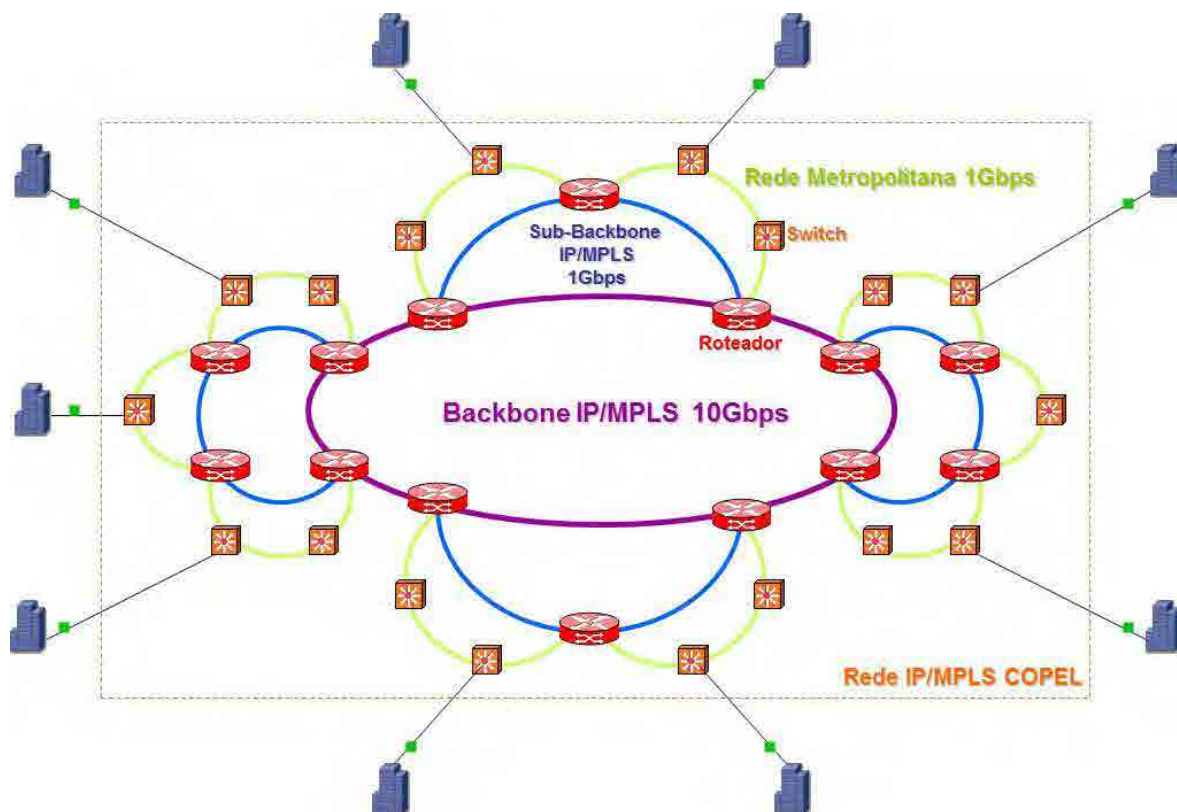


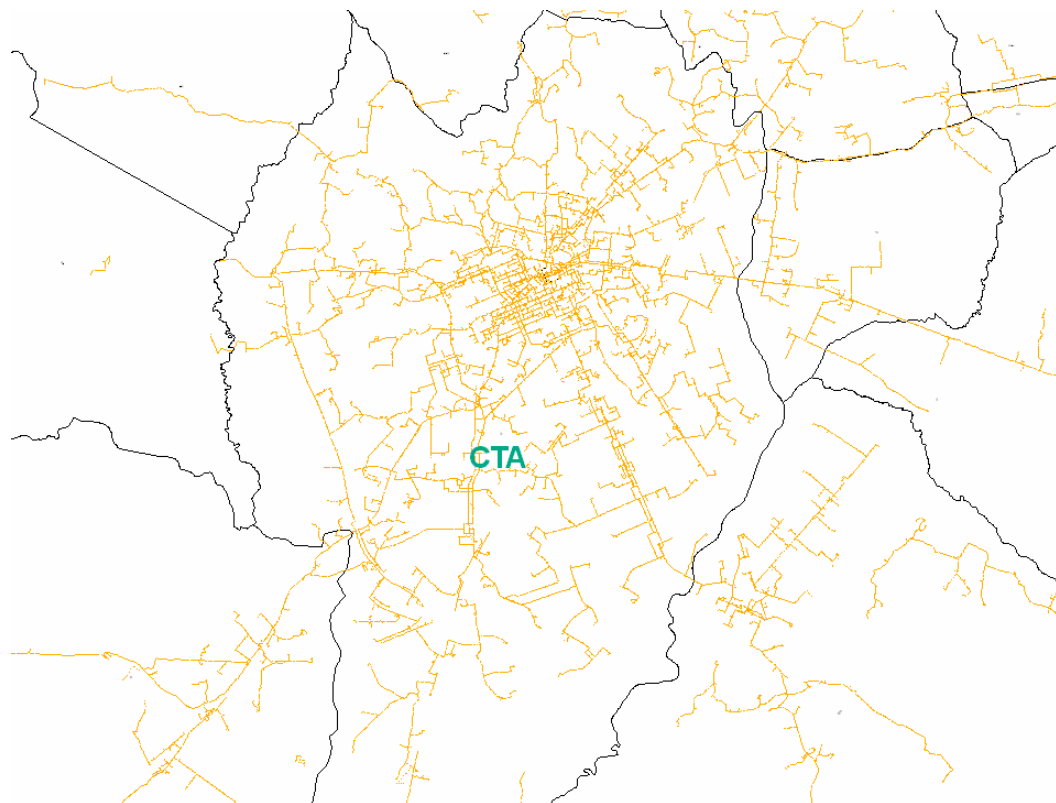
Figura 4.5-3 Rede de IP de Telecomunicações da COPEL

*(Fonte: COPEL)*

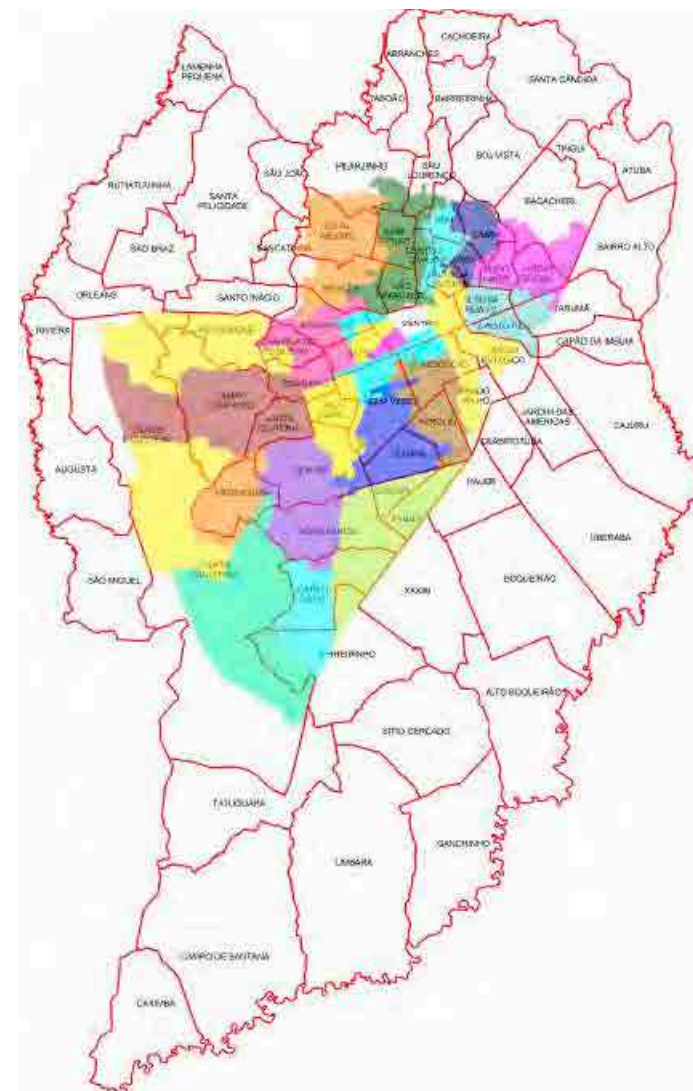
#### 4.5.4 Rede de Fibra Ótica de Acesso

A rede de fibras óticas de acesso da COPEL ainda não está disponível para o Estado do Paraná, mas sua construção está relativamente avançada na Cidade de Curitiba. No momento, o comprimento total das fibras óticas de acesso da COPEL é de 16,053 km (em 12/3/2012). A Figura 4.5-4 a seguir mostra a rede de fibras óticas de acesso que cobre 165km<sup>2</sup> (38% da Cidade) na Cidade de Curitiba. A rede de fibra ótica da COPEL é construída, pertence e é operada pela COPEL Telecommunications.





(a) Linha da Rede de Fibra Ótica na Cidade de Curitiba



(b) Área de Serviço da FTTB

Figura 4.5-4 Rede de Fibra Ótica de Acesso na Cidade de Curitiba

(Fonte: COPEL)

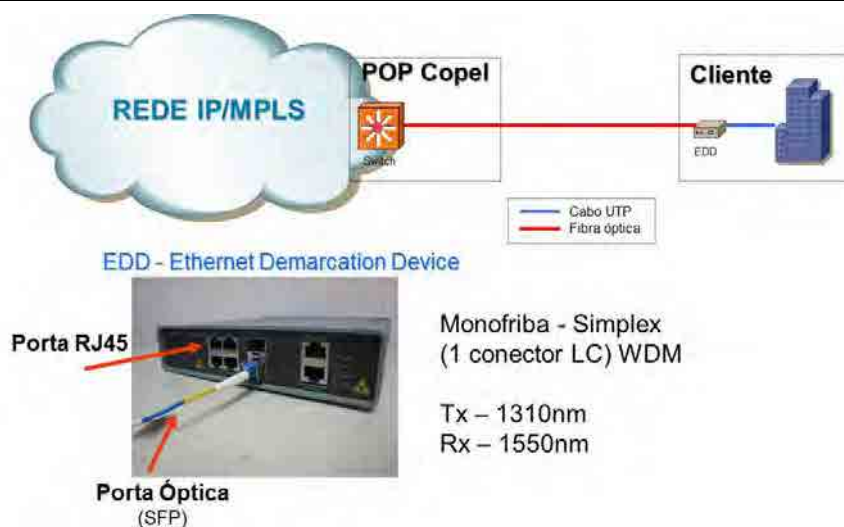


Figura 4.5-5 Diagrama de Configuração do Sistema FTTB

(Fonte: COPEL)

#### 4.5.5 Vigilância e Manutenção para a Rede de Telecomunicação

A COPEL monitora e gerencia a rede de telecomunicações a partir de um centro e o centro de comunicações da COPEL. O sistema de vigilância usa o SNMP (Protocolo de Gerenciamento de Rede Simples).



Figura 4.5-6 Centro de Telecomunicações da COPEL

(Fonte: Equipe de estudo JICA)

#### 4.5.6 Protocolo do Sistema SCADA existente

A figura 4.5-7 mostra o diagrama do sistema SCADA existente. Existem três HMIs (Interface de Máquina Humana) na sala do operador e dois servidores SCADA redundantes, um servidor de log de evento e alguns comutadores gigabit para comunicar com as subestações nas sala de utilidades no Centro de Controle. Eles se comunicam com IP (Protocolo de Internet). Além disso, DNP 3.0 sobre IP é usado para o sistema SCADA existente e também o sistema de automação de distribuição que é instalado na Cidade de Curitiba.

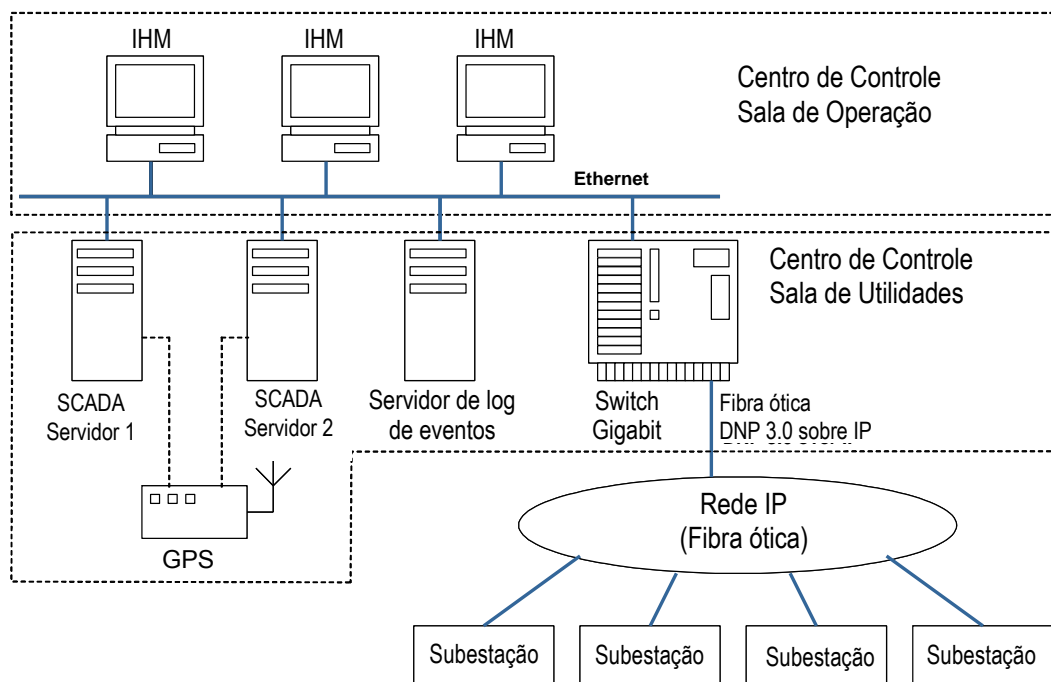


Figure 4.5-7 Sistema SCADA existente

(Fonte: Equipe de estudo JICA)

#### 4.5.7 Instalações de Telecomunicações da COPEL para Teste de Rede Inteligente

Atualmente, um teste de rede inteligente está sendo conduzido na Fazenda Rio Grande (FRG) em cooperação com universidades e institutos de pesquisa. Esta seção descreve as instalações de comunicação do teste na FRG.

##### (a) Fibra Ótica

A fibra ótica é usada como meio de telecomunicação entre o Centro de Controle e as RTUs das Subestações da Fazenda Iguaçu e Fazenda Rio Grande. Além disso, 6 interruptores automáticos estão conectados às fibras óticas.

##### (b) Rede de WiFi

A Rede WiFi usando ondas de radio de 2,4 GHz e 5 GHz aplicadas à mídia de telecomunicação AMI e 22 pontos de acesso foram instalados. No entanto, os dispositivos automáticos como medidores de AMI ainda não foram instalados. A instalação destes dispositivos está planejada no 2T ou 3T de 2013.

##### (c) GPRS (General Packet Radio Service)

O GPRS é usado para um controlador de banco de capacitores e controlador do regulador de tensão. O sistema GPRS possui um gateway que se conecta ao GPRS do SCADA da COPEL.

(d) Bluetooth

É um sistema de comunicação de curto alcance usado para download de dados locais. Ele é usado pelo equipamento de supervisão do transformador de energia.

#### 4.5.8 Status da Regulamentação de Rádio para AMI no Brasil

No caso do projeto AMI, é necessário ler vários medidores para controlar comutadores conecta/desconectar de medidores ou aparelhos domésticos. Um método é utilizar rádio. De acordo com a audiência da ANATEL, não há uma faixa de frequência definida apenas para a rede inteligente no Brasil atualmente (até abril de 2013). No entanto, as faixas de frequência não licenciadas reguladas pela Resolução 506 da ANATEL (consulte o Apêndice 4-1) estão disponíveis para AMI. A Resolução 506 permite aos equipamentos de comunicação que são certificados pela ANATEL para usar as faixas de frequência descritas neste regulamento. Alguns fabricantes aplicam a faixa de 900MHz (902-907.5 MHz, 915-928 MHz) descrita na seção 9 do Resolução 506 para AMI.

#### 4.6 Medidor

A COPEL utiliza medidores monofásicos, bifásicos e trifásicos, todos dos quais podem consistem de medidores mecânicos e medidores eletrônicos. Os medidores utilizados na COPEL são comprados por licitação doméstica. Todos os medidores em andamento para a licitação no Brasil precisam exigir aprovação do tipo padrão do Instituto Nacional de Metrologia, Normatização e Qualidade Industrial (INMETRO) em primeiro lugar. Quando a empresa estrangeira participa da licitação, ela precisa obter a aprovação do tipo padrão da INMETRO através de pré-teste no Brasil e o pré-teste no Brasil precisa da cooperação dos laboratórios brasileiros como TECPAR e COPEL autorizados pela INMETRO. As especificações do medidor são reguladas pela ABNT (Associação Brasileira de Normas Técnicas), com a qual os medidores utilizados na COPEL cumprem. Os fabricantes principais na COPEL são Landis Gyr<sup>+</sup>, elster, elo, etc. Em relação à instalação, um medidor é instalado por cliente, com relação à leitura do medidor, é realizada uma vez por mês por funcionários da COPEL.

A Tabela 4.6-1 mostra o número de medidores na área da COPEL.

Tabela 4.6-1 Os Números de Medidores na Área da COPEL

Cidades	Monofásico		Bifásico		Trifásico		
	Mecânico	Elétrico	Mecânico	Elétrico	Mecânico	Elétrico	
1	ADRIANOPOLIS	1,602	297	195	33	111	24
2	AGUDOS DO SUL	2,558	243	194	37	184	16
3	ALMIRANTE TAMANDARE	21,660	3,547	4,007	913	1,837	498
4	ARAUCARIA	29,077	4,006	5,664	2,045	2,606	77
5	BALSA NOVA	2,940	576	640	218	342	-4
6	BOCAIUVA DO SUL	3,334	656	307	54	203	2S
7	CAMPINA GRANDE DO SUL	10,527	1,362	1,640	810	878	329
8	CAMPO DO TENENTE	1,684	135	332	86	154	2S
9	CAMPO LARGO	CONCESSÕES FORA DA COPEL					
10	CAMPO MAGRO	5,804	637	907	198	574	116
11	CERRO AZUL	4,943	483	207	42	178	34
12	COLOMBO	47,839	7,958	9,415	2,690	4,676	1,311
13	CONTENDA	4,111	546	535	111	385	78
14	CURITIBA	322,836	29,957	194,169	35,022	140,442	18.876
15	DOUTOR ULYSSES	1,692	127	38	9	41	9
16	FAZENDA RIO GRANDE	22,076	3,722	3,377	1,552	1.121	371
17	ITAPERUÇU	6,265	908	193	87	236	145
18	LAPA	11,783	725	1.957	376	1,389	259
19	MANDRITUBA	6,730	637	558	129	552	132
20	PIEN	2,747	225	577	110	226	23
21	PINHAIS	25,497	2,291	7,789	1,019	5,292	1,016
22	PIRAQUARA	17,734	2.965	3,113	871	1,551	359
23	QUATRO BARRAS	4,612	352	1,087	335	783	195
24	QUITANDINHA	5,169	514	392	78	261	45
25	RIO BRANCO DO SUL	8,555	1,139	473	145	336	131
26	RIO NEGRO	1,404	115	149	23	80	23
27	SÃO JOSE DOS PINHAIS	56,050	6,170	19,244	5,831	9,260	3,097
28	TUJUCAS DO SUL	4,710	718	381	81	253	108
29	TUNAS DO PARANA	1,811	86	132	4	96	19
<b>TOTAL</b>		<b>635,750</b>	<b>71,097</b>	<b>257,672</b>	<b>52,909</b>	<b>174,347</b>	<b>28.117</b>

(Fonte: Material da COPEL)

A calibração e inspeção são reguladas pelo Regulamento da ANEEL e Regulamento do INMETRO, respectivamente, como se segue. Em relação à inspeção, a inspeção pode ser realizada no local ou laboratório no regulamento, no entanto, a COPEL inspeciona todos os medidores em seu próprio laboratório.

Tabela 4.6-2 Calibração e Inspeção do Medidor na COPEL

	Calibração (Regulamento ANEEL)	Inspeção (Regulamento INMETRO)
Mecânica	25 anos	8 anos (4% Amostragem)
Eletrônica	13 anos	5 anos (4% Amostragem)

(Fonte : Material COPEL)

Além disso, o custo de instalação e o preço do medidor são os seguintes:

- Preço do Medidor

Medidor Mecânico : Monofásico R\$80/medidor, Trifásico R\$300/medidor



Medidor Elétrico : Monofásico R\$40/medidor, Trifásico R\$150/medidor

- Custo da Instalação

Cliente Residencial : R\$ 50/cliente

Cliente Grande : R\$ 100/cliente

As fotos e especificações dos medidores típicos são exibidas na Figura 4.6-1.



Monofásico, Eletrônico  
Landis Gyr<sup>+</sup> E22A  
1fase 2linhas  
120V, 15 (100) A  
60Hz

Trifásico, Eletrônico  
SIEMENS D58JC  
3fases 3linhas  
120V, 15 (120) A  
60Hz

Trifásico, Eletrônico  
elster A1050  
3fases 4linhas  
120V, 15 (120) A  
60Hz

Figura 4.6-1 Medidos típicos na COPEL

(Fonte: Foto pela Equipe de Pesquisa)

## 4.7 Sistema de Tarifas

### 4.7.1 Visão Geral Histórica das Tarifas de Eletricidade no Brasil

As tarifas de eletricidade no Brasil foram nacionalmente universais dos anos 70 aos anos 90, mas reconheceu-se que as tarifas universais impedem a eficiência das companhias de distribuição e, portanto, a Lei 8.631/ 1993 foi promulgada para ajustar as tarifas com base nas características específicas para cada companhia de distribuição. Além disso, a Lei 8.987/ 1995, que introduziu o conceito de equilíbrio econômico-financeiro, foi aprovada para que as tarifas pudessem ser ajustadas para cada concessão (território geográfico). Deste modo, as tarifas de eletricidade refletem peculiaridades de cada região, como número de consumidores, comprimento da rede e tamanho do Mercado em comparação com os custos, etc.

### 4.7.2 Componentes da Tarifa

Geralmente, as tarifas das companhias de distribuição refletem seus custos e as contas de eletricidade consistem de três custos, ou seja, 1) geração, 2) transmissão e distribuição e 3) taxas e impostos.

#### 1) Geração

A Lei 10.848/ 2004 prescreve que a energia elétrica comprada de companhias de geração e revendidas

para o consumidor pelas companhias de distribuição devem ser determinadas em licitações públicas. O objetivo da licitação é o de garantir a concorrência e os melhores preços, além da transparência dos custos de compra.

## 2) Transmissão e Distribuição

A transmissão e distribuição são monopólios naturais e a ANEEL decide as tarifas com base nos custos.

## 3) Taxas e Impostos

Algumas das taxas e impostos incidem apenas sobre os custos de distribuição e outras estão incluídas nos custos de geração e transmissão. As taxas são CCC (Conta de Consumo de Combustível) e RGR (Reserva Geral de Recursos: expansão do setor elétrico), TFSEE (Tarifa de Inspeção sobre Serviço de Energia Elétrica: tarifa de inspeção da ANEEL), CDE (Conta de Desenvolvimento Energético: conta de desenvolvimento de energia para fontes alternativas, universalização e subsídio da classe de baixa renda), ESS (Encargos do Serviço do Sistema: Encargo de Serviço do Sistema Interconectado Nacional), PROINFA (subsídio de fonte alternativa), P&D & Eficiência de Energia (R&D e eficiência de energia), ONS (taxa do Operador do Sistema Nacional), CFURH (compensação dos recursos de água) e Royalties de Itaipu (pagamento com base no Tratado Brasil/Paraguai). Os impostos são sempre incidentes sobre os produtos e serviços adquiridos. Existem impostos municipais (CIP: Contribuição para Financiamento de Serviços de Iluminação Pública), estados (ICMS: Imposto sobre a Circulação de Mercadorias e Serviços) e do governo federal (PIS: Programas de Integração Social e COFINS: Contribuição para o Financiamento do Seguro Social). As companhias de distribuição coletam estes impostos dentro de suas tarifas e as repassam para as autoridades. A ANEEL publica uma resolução indicando os valores das tarifas de eletricidade excluindo os impostos por classe de consumidor (residencial, comercial, industrial, etc.). As companhias de distribuição incluem os impostos nas contas com base nos valores.

As parcelas destes componentes em 2006 são mostradas na Figura 4.7-1.



Fonte: Departamento de Regulamentação Econômica (SER) ANEEL 07/2007

Figura 4.7-1 1 Parcelas dos componentes de custo nas supostas contas de eletricidade R\$100 (média em 2006)  
(Fonte: ANEEL)

#### 4.7.3 Procedimentos de Estabelecimento de Tarifas

As companhias de distribuição fazem contratos na ocasião em que adquirem a concessão. Os contratos incluem três mecanismos de estabelecimento de tarifas como regra. Estes três mecanismos são (1) Reajuste de Tarifa, (2) Revisão de Tarifa e (3) Revisão Extraordinária de Tarifa. Por outro lado, as receitas requeridas pelas companhias de distribuição são chamadas de “receitas de serviços de distribuição”, que pode ser divididas principalmente em dois grupos de custos. Um é chamado de Componente A, que inclui custos não controláveis independentes do gerenciamento das companhias, como custos de poder de compra, custos e taxas de transmissão. O outro é chamado de Componente B, que inclui custos controláveis, ou seja, gerenciados pelas companhias. Os exemplos do Componente C são custos de operação e manutenção, depreciação e remuneração de investimentos. Estes componentes e os três mecanismos acima são relacionados como a seguir:

##### 1) Reajuste de Tarifa

Este é implementado anualmente no aniversário do contrato, exceto na revisão de tarifa abaixo. Os custos do Componente A são calculados de acordo com a fórmula. Por outro lado, os custos do Componente B são ajustados pelo IGP-M (Índice Geral de Preço de Mercado, calculado pela Fundação Getúlio Vargas) – X (produtividade). O IGP-M parece ser similar ao CPI (Índice de Preços do Consumidor, ou seja, a taxa de inflação) usado no método de privatização Britânico. A Produtividade, X, é estabelecida pela ANEEL devido ao crescimento do número de consumidores e ao aumento do consumo do Mercado existente.

##### 2) Revisão Periódica de Tarifa

Ela permite o reposicionamento da tarifa após a análise complexa dos custos de eficiência e

renumeração de investimento em um intervalo médio de quatro anos. Em comparação com o (1) reajuste anual, esta revisão é mais ampla e todos os custos são considerados. A ANEEL usa não apenas as informações da companhia revisada, mas também a metodologia da companhia de referência (modelo de companhia).

### 3) Revisão Extraordinária de Tarifa

É implementada na ocasião de eventos imprevisíveis que afetem as companhias, por exemplo, estabelecimento de novas taxas.

Até 2003, havia um subsídio transversal no cálculo da tarifa das classes de baixa tensão, como consumidores residenciais para classes de alta tensão, como consumidores industriais e as tarifas de baixa tensão estavam relativamente mais altas. Portanto, os índices de atualização das tarifas da classe de baixa tensão foram estabelecidas menores que as das tarifas da classe de alta tensão de 2003 a 2007. Incidentalmente, a classificação de consumidor foi estabelecida conforme abaixo.

#### Classe de alta tensão

A1: igual ou superior a 230 kV

A2: 88 kV – 138 kV

A3: 69k V

A3a: 30 kV – 44 kV

A4: 2,3 – 25 kV

AS: menor que 2,3 kV, mas faturado no Grupo A porque foi servido pelo sistema de distribuição subterrâneo

#### Classe de baixa tensão

B1: residencial e baixa renda

B2: rural, cooperativa de eletrificação rural e serviço público de irrigação

B3: outras classes

B4: iluminação pública

As presentes tarifas A da COPEL conforme o exemplo são mostradas na Tabela 4.7-1.

Tabela 4.7-1 Tarifas A da COPEL

TABELA C – MODALIDADE TARIFA ZUL ( BLUE RATE)											
SUBGRUPO / CLASSE / SUBCLASSE	TUSD			TE							
	TE			BORDA				Borda externa			
	BORDA	INTERMEDIÁRIO	BORDA EXTERNA	TE	FLAG VERDE	FLAF AMARELO	FLAG VERMELHO	TE	FLAG VERDE	FLAF AMARELO	FLAG VERMELHO
	RS/MWh	RS/MWh	RS/MWh	RS/MWh	RS/MWh	RS/MWh	RS/MWh	RS/MWh	RS/MWh	RS/MWh	RS/MWh
A1 (230 kV ou mais)											
Gerdau Aços Longos	1.94	0.99	7.77	197.85	197.85	212.85	227.85	118.83	118.83	133.83	148.83
A1 (230 kV ou mais)											
WHB Fundação S.A.	1.94	0.99	7.77	197.85	197.85	212.85	227.85	118.83	118.83	133.83	148.83
A1 (230 kV ou mais)											
Cimento Rio Branco	2.02	1.01	7.77	197.85	197.85	212.85	227.85	118.83	118.83	133.83	148.83
A1 (230 kV ou mais)											
Peróxidos do Brasil Ltda.	1.94	0.99	7.77	197.85	197.85	212.85	227.85	118.83	118.83	133.83	148.83
A1 (230 kV ou mais)											
Petrobrás	1.91	0.94	7.77	197.85	197.85	212.85	227.85	118.83	118.83	133.83	148.83
A2 (88 a 138 kV)	8.87	1.54	12.18	197.85	197.85	212.85	227.85	118.83	118.83	133.83	148.83
A3 (69 kV)	8.97	1.83	11.88	197.85	197.85	212.85	227.85	118.83	118.83	133.83	148.83
A3a (30 a 44 kV)	18.37	5.12	15.44	197.85	197.85	212.85	227.85	118.83	118.83	133.83	148.83
A4 (2,3 a 25 kV)	18.37	5.12	15.44	197.85	197.85	212.85	227.85	118.83	118.83	133.83	148.83
AS (subterrâneo)	27.54	6.97	24.57	197.85	197.85	212.85	227.85	118.83	118.83	133.83	148.83

(Fonte: ANEEL)

As tarifas B1 atuais das companhias de distribuição são apresentadas na Tabela 4.7-1. Estas tarifas refletem as novas políticas tarifárias da ANEEL implementadas em Janeiro de 2013 de acordo com o anúncio da Presidente da redução do preço da eletricidade em 2012. Em Setembro de 2012, a Presidente declarou que aproximadamente um-terço da capacidade de geração de eletricidade do Brasil, junto com os três-terços das redes de transmissão e um-terço das redes de distribuição, estavam ligadas a contratos que iriam expirar entre 2015 e 2017 e o governo iria revisar imediatamente estas concessões expirando na condição de que os serviços públicos poderiam cobrar taxas menores. Ela também disse que o governo iria remover certas cobranças das contas de energia dos consumidores e juntamente com as taxas mais baixas das licenças de operação renovadas, que iria levar a uma diminuição média de 20% nas contas de energia elétrica, iniciando no próximo ano. A ANEEL levou esta redução de tarifas em consideração e indicou os resultados da revisão de tarifas em Janeiro de 2013 mostrados na Tabela 4.7-1. A tarifa residencial B1 da Companhia de Distribuição (subsidiária) da COPEL é de 0,24258 R\$/kWh, que é menor que a média, 0,30199 R\$/kWh, e ainda mais próximo do mínimo , 0,19729 R\$/kWh (CEA's).

As tarifas da COPEL e seu procedimento de revisão recente estão descritos em detalhes abaixo.

Tabela 4.7-2 Tarifas B1 das companhias de distribuição (24 de Jan de 2013)

Companhia de Distribuição	B1 - Residencial (R\$/kWh)	Companhia de Distribuição	B1 - Residencial (R\$/kWh)
AES-SUL	0.25307	CPFL- Mococa	0.35474
AmE	0.27139	CPFL-Santa Cruz	0.26070
AMPLA	0.35015	CPFL- Sul Paulista	0.30200
BANDEIRANTE	0.28586	CPFL- Piratininga	0.25694
Boa Vista	0.26009	CPFL-Paulista	0.27621
CAIUA-D	0.26786	DEMED	0.29468
CEA	0.19729	DEMEI	0.33570
CEAL	0.30293	EBO	0.27455
CEB-DIS	0.24253	EDEVP	0.26172
CEEE-D	0.27588	EEB	0.31142
CELESC-DIS	0.25580	EFLJC	0.29925
CELG-D	0.29662	EFLUL	0.29916
CELPA	0.32076	ELEKTRO	0.28713
CELPE	0.29615	ELETROACRE	0.37060
CELTINS	0.34423	ELETROCAR	0.33184
CEMAR	0.36610	ELETROPAULO	0.23801
CEMAT	0.34187	ELFSM	0.32519
CEMIG-D	0.33090	EMG	0.36448
CEPISA	0.36292	ENERSUL	0.36048
CERON	0.33862	ENF	0.28524
CERR	0.31346	EPB	0.31782
CFLO	0.27350	ESCELSA	0.31509
CHESP	0.34387	ESE	0.29003
CNEE	0.27180	FORCEL	0.27633
COCEL	0.25927	HIDROPAN	0.33439
COELBA	0.32740	IENERGIA	0.29061
COELCE	0.29815	JARI	0.34191
COOPERALIANÇA	0.31187	LIGHT	0.31416
COPEL-DIS	0.24258	MUX-Energia	0.29727
COSERN	0.29825	RGE	0.32956
CPEE	0.30043	SULGIPE	0.33702
CPFL- Jaguari	0.20877	UHENPAL	0.34125

(Fonte: ANEEL (<http://www.aneel.gov.br/509.htm>))

#### 4.7.4 Revisão de Tarifas Recente da COPEL

A ANEEL ratificou a Resolução N°. 1.431, prescrevendo as tarifas da COPEL', em 24 de Janeiro de 2013. A revisão e o reajuste de tarifas da COPEL foram implementados conforme mostrado na Figura 4.7-2.

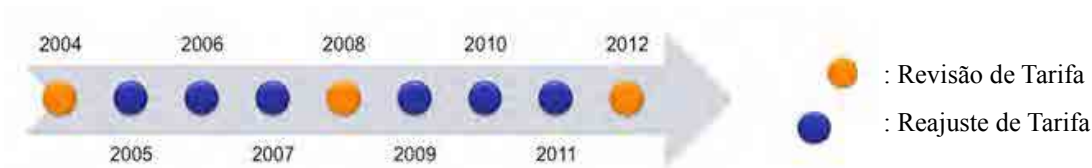


Figura 4.7-2 Revisão das Tarifas e Períodos de Reajuste da COPEL

(Fonte: Material de Distribuição da COPEL)

A revisão de tarifas da COPEL foi conduzida em 2012. No entanto, a revisão extraordinária foi implementada em 2013 de acordo com o anúncio da Presidente.

Na revisão de tarifas de 2012 (Tabela 4.7-3), o Componente A aumentou 8,97% e o Componente B diminuiu 10,56% assim o total diminuiu 0,11% incluindo 1,48% de aumento de alocação de licenças de tarifas (subsídio transversal de tarifas urbanas para tarifas agrícolas) de acordo com o cálculo da ANEEL. A causa do aumento do custo do Componente A é o aumento do custo de geração e transmissão e a causada diminuição do Componente B é que o cálculo da ANEEL diminuiu a taxa de lucro do COPEL-DIS.

Tabela 4.7-3 Revisão da Tarifa da COPEL em 2012

Descrição	Receita Requerida R\$ mil	Impacto na Revisão %	Part. Receita %
<b>Parcela A</b>	4.584.535	8,97%	76,02%
Encargos Setoriais	853.170	1,72%	
Transmissão	554.278	0,97%	
Compra de Energia	3.177.087	6,28%	23,98%
<b>Parcela B</b>	1.446.269	-10,56%	
Custos Operacionais + Anuidades	945.068	-1,89%	
Remuneração	278.907	-3,38%	
Depreciação	281.268	-3,78%	
Receitas Irrecuperáveis	39.110	-0,32%	
Diferencial de X (Delta X)	( 28.158)		
Índice de produtividade	( 20.634)		
Outras Receitas	( 49.292)	0,47%	
<b>Parcela A + Parcela B</b>	<b>6.030.804</b>	<b>-1,59%</b>	<b>100%</b>
Alocação de Subsídios na Tarifa	0	1,48%	
<b>Reposicionamento Economico</b>	<b>6.030.804</b>	<b>-0,11%</b>	
Componentes Financeiros	( 44.077)	-0,73%	
Reposicionamento com Financeiros		-0,84%	
Financeiros Retirados do IRT anterior		0,19%	
<b>Efeito Médio p consumidor</b>		<b>-0,65%</b>	

(Fonte: Material de Distribuição da COPEL)



Na revisão de tarifas de 2013 (Tabela 5.8-3), o Componente A diminui 14,36% e o Componente B diminui 0,07% fazendo um total de diminuição de 14,47%. No Componente A, a taxa da usina de geração da zona rural, 7,73%, foram excluídos e a diminuição da compra de energia das usinas de geração que investiram na depreciação de bens foi concluída, exceto a da COPEL foi 1,38%. Do mesmo modo, a diminuição da taxa de transmissão porque a expiração da depreciação das instalações de transmissão foi de 5,25%. Estas diminuições foram baseadas na decisão do governo federal e adotadas por todas as companhias de distribuição. Além disso, o subsídio transversal de clientes urbanos para clientes rurais no ano anterior (1,48%) foi mudado para subsídio direto da ANEEL. Assim, os clientes da COPEL podem aproveitar uma redução de preço de 14,44% em 2013.

#### 4.7.5 Tarifas Atuais da COPEL

Com base na revisão acima, as novas tarifas da COPEL são publicadas pela ANEEL mostradas na Tabela 4.7-5 (apenas para uso residencial porque há muitas páginas).

Tabela 4.7-4 Revisão da Tarifa da COPEL em 2013

Descrição	Receita Requerida R\$ mil	Impacto na Revisão %	Part. Receita %
<b>Parcela A</b>	3.724.610	-14,36%	72,09%
Encargos Setoriais	390.189	7,73%	
Transmissão	240.194	-5,25%	
Compra de Energia	3.094.227	1,38%	
<b>Parcela B</b>	1.441.869	-0,07%	27,91%
Gastos Operacionais + Anuidades	945.068	0,00%	
Remuneração	278.907	0,00%	
Depreciação	281.268	0,00%	
Receitas Irrecuperáveis	34.567	-0,08%	
Diferencial de X (Delta X)	( 28.076)	0,00%	
Índice de produtividade	( 20.573)	0,00%	
Outras Receitas	( 49.292)	0,00%	
<b>Parcela A + Parcela B</b>	<b>5.166.479</b>	<b>-14,44%</b>	<b>100%</b>
Alocação de Subsídios na Tarifa	0		
<b>Reposicionamento Economico</b>	<b>5.166.479</b>	<b>-14,44%</b>	
Componentes Financeiros	( 44.077)	0,00%	
Reposicionamento com Financeiros		-14,44%	
Financeiros Retirados do IRT anterior		0,00%	
<b>Efeito Médio p consumidor</b>		<b>-14,44%</b>	

(Fonte: Material de Distribuição da COPEL)



Tabela 4.7-5 Novas Tarifas da COPEL para Uso Residencial

ANEXO I - TARIFAS DE APLICAÇÃO – COPEL-DIS					
TARIFAS APLICADAS À BAIXA TENSÃO					
QUADRO A - MODALIDADE TARIFÁRIA CONVENCIONAL					
SUBGRUPO/CLASSE/SUBCLASSE	TUSD	TE			
		TE	BANDEIRA VERDE	BANDEIRA AMARELA	BANDEIRA VERMELHA
B1 - RESIDENCIAL	117,16	125,42	125,42	140,42	155,42
B1 - RESIDENCIAL BAIXA RENDA					
Parcela do consumo mensal de energia elétrica inferior ou igual a 30 (trinta) kWh	38,20	42,94	42,94	48,19	53,44
Parcela do consumo mensal superior a 30 (trinta) kWh e inferior ou igual a 100 (cem) kWh	65,48	73,61	73,61	82,61	91,61
Parcela do consumo mensal superior a 100 (cem) kWh e inferior ou igual a 220 (duzentos e vinte) kWh	98,22	110,41	110,41	123,91	137,41
Parcela do consumo mensal superior a 220 (duzentos e vinte) kWh	109,14	122,68	122,68	137,68	152,68
B2 - RURAL	72,19	77,28	77,28	86,52	95,77
B2 - COOPERATIVA DE ELETRIFICAÇÃO RURAL	58,13	62,22	62,22	69,66	77,10
B2 - SERVIÇO PÚBLICO DE IRRIGAÇÃO	70,30	75,25	75,25	84,25	93,25
B3 - DEMAIS CLASSES	115,40	123,54	123,54	138,32	153,09
B4 - ILUMINAÇÃO PÚBLICA					
B4a - Rede de Distribuição	59,42	63,61	63,61	71,22	78,83
B4b - Bulbo de Lâmpada	65,28	69,88	69,88	78,24	86,60

QUADRO B - MODALIDADE TARIFÁRIA BRANCA															
SUBGRUPO/CLASSE/SUBCLASSE	TUSD			TE											
	PONTA	INTER-MEDIÁRIO	FORA DE PONTA	PONTA			INTERMEDIÁRIO			FORA DE PONTA					
				TE	BANDEIRA VERDE	BANDEIRA AMARELA	BANDEIRA VERMELHA	TE	BANDEIRA VERDE	BANDEIRA AMARELA	BANDEIRA VERMELHA	TE	BANDEIRA VERDE	BANDEIRA AMARELA	BANDEIRA VERMELHA
B1 - RESIDENCIAL	256,05	163,46	70,86	197,85	197,85	212,85	227,85	118,83	118,83	133,83	148,83	118,83	118,83	133,83	148,83
B2 - RURAL	166,33	105,86	45,38	121,92	121,92	131,16	140,41	73,22	73,22	82,46	91,71	73,22	73,22	82,46	91,71
B2 - COOPERATIVA DE ELETRIFICAÇÃO RURAL	133,93	85,23	36,54	98,16	98,16	105,60	113,04	58,96	58,96	66,40	73,84	58,96	58,96	66,40	73,84
B2 - SERVIÇO PÚBLICO DE IRRIGAÇÃO	161,96	103,07	44,18	118,71	118,71	127,71	136,71	71,30	71,30	80,30	89,30	71,30	71,30	80,30	89,30
B3 - DEMAIS CLASSES	306,94	193,84	80,75	194,89	194,89	209,67	224,44	117,05	117,05	131,83	146,60	117,05	117,05	131,83	146,60

## ANEXO II - BASE TARIFÁRIA ECONÔMICA – COPEL -DIS

QUADRO A - MODALIDADE TARIFÁRIA CONVENCIONAL		
SUBGRUPO/CLASSE/SUBCLASSE	TUSD	TE
	RS/MWh	RS/MWh
B1 - RESIDENCIAL	115,80	128,23
B1 - RESIDENCIAL BAIXA RENDA		
Parcela do consumo mensal de energia elétrica inferior ou igual a 30 (trinta) kWh	38,64	44,88
Parcela do consumo mensal superior a 30 (trinta) kWh e inferior ou igual a 100 (cem) kWh	66,24	76,94
Parcela do consumo mensal superior a 100 (cem) kWh e inferior ou igual a 220 (duzentos e vinte) kWh	99,36	115,41
Parcela do consumo mensal superior a 220 (duzentos e vinte) kWh	110,40	128,23
B2 - RURAL	71,36	79,02
B2 - COOPERATIVA DE ELETRIFICAÇÃO RURAL	57,45	63,62
B2 - SERVIÇO PÚBLICO DE IRRIGAÇÃO	69,48	76,94
B3 - DEMAIS CLASSES	114,07	126,31
B4 - ILUMINAÇÃO PÚBLICA		
B4a - Rede de Distribuição	58,73	65,04
B4b - Bulbo de Lâmpada	64,52	71,45

SUBGRUPO/CLASSE/SUBCLASSE	TUSD			TE		
	PONTA	INTERMEDIÁRIO	FORA DE PONTA	PONTA	INTERMEDIÁRIO	FORA DE PONTA
	RS/MWh	RS/MWh	RS/MWh	RS/MWh	RS/MWh	RS/MWh
B1 - RESIDENCIAL	251,43	161,01	70,59	201,45	121,58	121,58
B2 - RURAL	163,29	104,23	45,17	124,13	74,91	74,91
B2 - COOPERATIVA DE ELETRIFICAÇÃO RURAL	131,47	83,92	36,37	99,95	60,32	60,32
B2 - SERVIÇO PÚBLICO DE IRRIGAÇÃO	158,99	101,49	43,98	120,87	72,95	72,95
B3 - DEMAIS CLASSES	301,10	190,66	80,22	198,43	119,75	119,75

(Fonte: ANEEL)

O ANEXO I mostra que há três categorias: bandeiras verde, amarela e vermelha. Esta categorização é nova e estará em testes neste ano e será implementada mais substancialmente no próximo ano. Esta política foi introduzida por porque as recentes secas geraram aumento nos custos de geração com necessidades de geração térmica. Portanto, o governo federal decidiu anunciar as bandeiras verde, amarela ou vermelha um mês antes dependendo da situação da seca. Bandeira verde significa água suficiente para geração hidroelétrica, bandeira amarela requer atenção e bandeira vermelha diminuição de água. O ANEXO II mostra as tarifas normais, excluindo as três bandeiras.

## 4.8 Centro de Controle

Existem centros de controle de 3 camadas na COPEL, conforme mostrado na Figura 4.8-1.

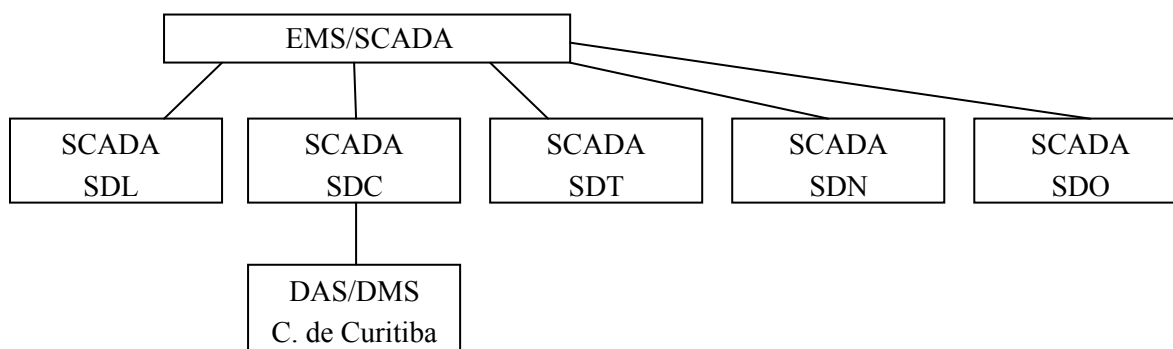


Figure 4.8-1 Centro de Controle de 3 camadas existente na COPEL

(Fonte: Equipe de pesquisa)

Um EMS/SCADA foi instalado no Centro de Controle em Curitiba para gerenciar todas as indústrias de geração de energia na COPEL e a rede de transmissão de 500 kV / 230 kV.

O SCADA instalado para cada região (5 regiões) tem monitorado e controlado os LBS e as subestações de 138/69 kV na região. O SCADA foi instalado há mais de 10 anos, portanto o sistema é antigo e a capacidade não é suficiente para monitorar e controlar as crescentes subestações e LBS.

DAS/DMS tem sido aplicado à Cidade de Curitiba como um projeto piloto. Modificação é necessária com base no projeto piloto e na experiência internacional.

## 4.9 Estrutura Organizacional para Sistema de Distribuição na Área do Projeto

Agora, uma vez que a COPEL está no estágio de lançamento da rede inteligente, a estrutura organizacional de gestão da rede inteligente não está estabelecida. Portanto, não há nenhuma diferença do pessoal necessário para a operação e manutenção entre a área instalada da rede inteligente e a área não instalada. Portanto, estrutura organizacional do sistema de distribuição existente na Área do Projeto é descrita abaixo.

### 4.9.1 Estrutura de Operação do Sistema de Distribuição

O sistema de distribuição da COPEL é operado em cinco centros de controle de distribuição, os quais pertencem a cinco Superintendências de Distribuição. A área de operação é exibida na Figura 4.9-1.

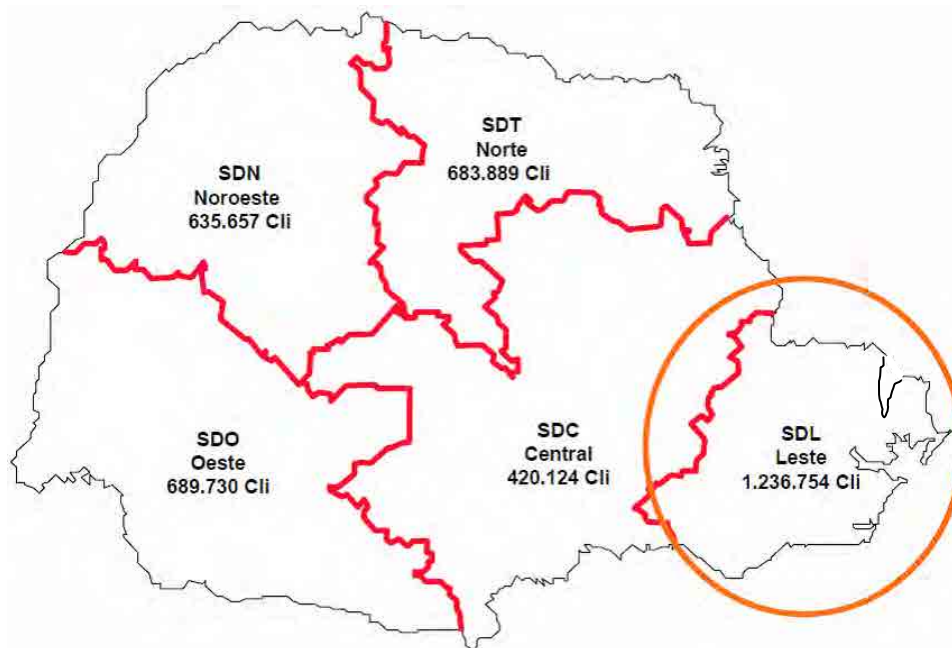


Figura 4.9-1 Área de Operação do Sistema de Distribuição na COPEL

(Fonte: COPEL SDL)

No sistema de distribuição existente da COPEL, todas as subestações de distribuição na Região Metropolitana de Curitiba, que cobrem 29 municípios e outros, são monitoradas e controladas pelo centro de controle de distribuição, o qual pertence à Superintendência de Distribuição Regional Leste (doravante referida como SDL). A área delimitada com o círculo laranja na Figura 4.9-1 é uma área de controle responsável pela SDL e a área de detalhe de SDL é exibida na Figura 4.9-4. O sistema de distribuição nas áreas candidatas do projeto proposto também é monitorado e controlado pelo centro de controle de distribuição. No centro de controle de distribuição, há quatro caixas de controle e uma caixa de supervisão, e em cada caixa de controle, um engenheiro monitora e controla cada subestação da área cobrada mostrada na figura a seguir. As instalações de nível 138/69/34kV são monitoradas e controladas no centro de controle de distribuição. No momento, apenas alguns interruptores, como LBS e religadores nas Cidades de Curitiba e Fazenda Rio Grande são operadas no centro de controle de distribuição.

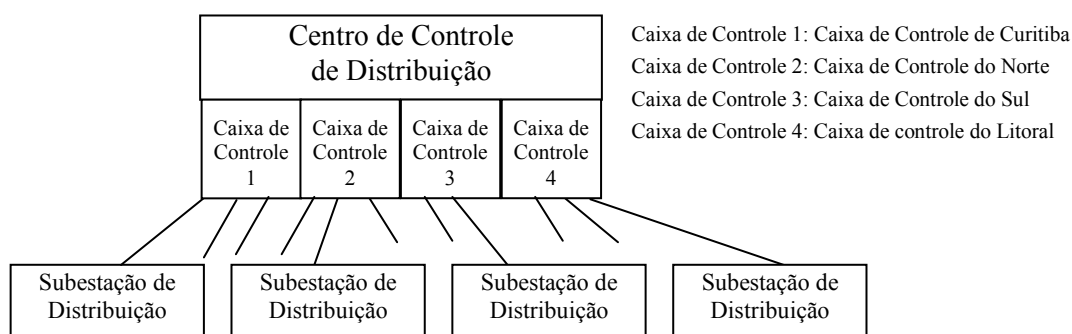


Figura 4.9-2 Estrutura para a Operação de Distribuição Existente

(Fonte: Equipe de Pesquisa JICA)

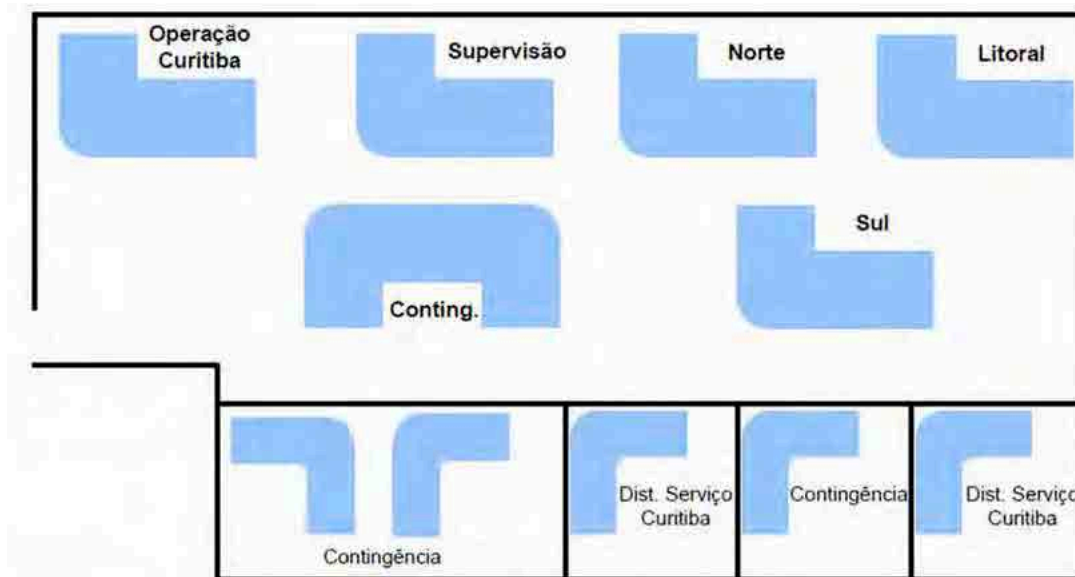


Figura 4.9-3 Disposição das Caixas de Controle na SDL da COPEL

(Fonte: SDL da COPEL)

A caixa de controle de Curitiba, a caixa de controle do Norte, a caixa de controle do Sul e a caixa de controle do Litoral, que aparecem na Figura 4.9-2, monitoram e controlam as áreas amarela, verde, vermelha, respectivamente, na seguinte figura.



Figura 4.9-4 Área de Operação do Sistema de Distribuição na SDL da COPEL

(Fonte: SDL da COPEL)

Há 30 engenheiros no centro de controle de distribuição e eles operam em três turnos. O sistema de trabalho dos três turnos é exibido na Tabela 4.9-1.

Tabela 4.9-1 Sistema de Trabalho do Centro de Operação do Sistema de Energia

Horário de Trabalho	Número de Membros da Equipe		
	Supervisor	Operador	Em espera para de Emergência
7:00-15:00	1	4	2
15:00-23:00	1	4	2
23:00-7:00	1	2	0

(Fonte: Equipe de Pesquisa JICA)

Os principais papéis do centro de operação são os seguintes.

- Operação das instalações de distribuição (ordem→liga/desliga)
- Controle do trabalhador local
- Gerenciamento de dados das instalações de distribuição
- Registros de operação da instalação
- Atualização do mapa do sistema
- Atualização do procedimento de operação da instalação
- Controle de serviço do cliente
- Solução de Problemas

Há oito visores na caixa de controle, e o operador entra em contato com o local de manutenção ou construção por telefone e transmite para o trabalhador do local o conteúdo do trabalho.

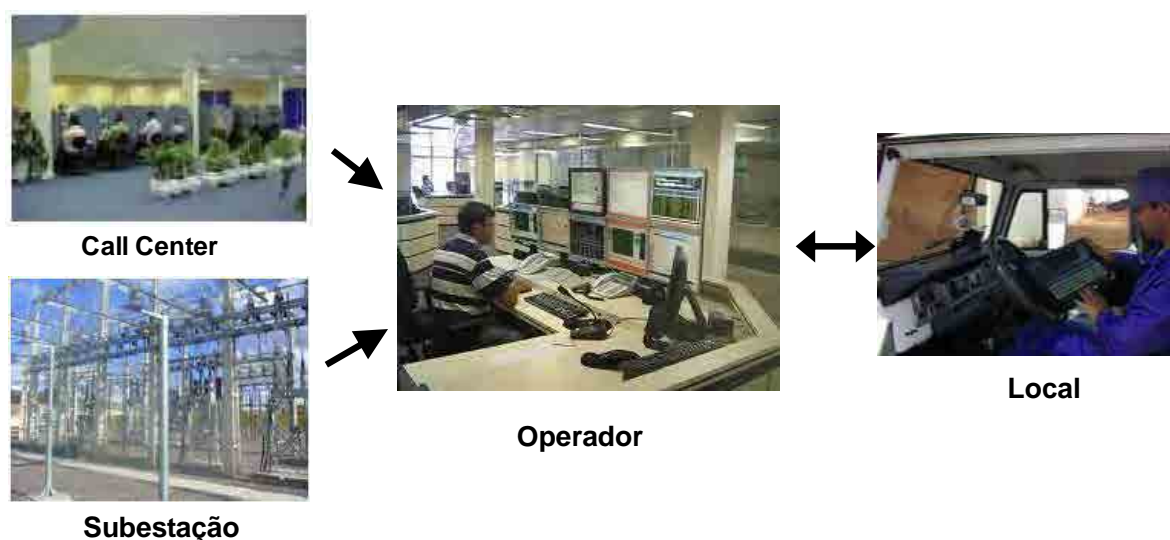


Figura 4.9-5 Estrutura de Conexão da Informação

(Fonte: Foto da SDL da COPEL SDL e Equipe de Pesquisa)

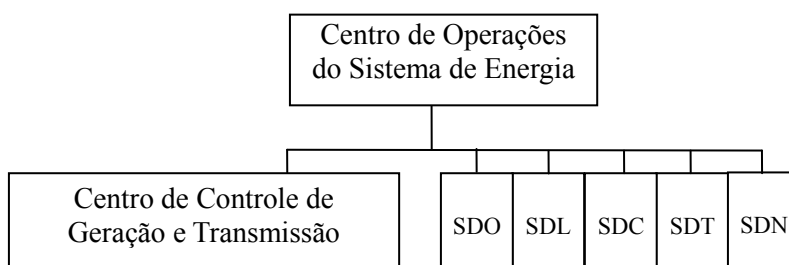




Figura 4.9-6 Centro de Controle de Distribuição e Caixa de Controle

(Fonte: Foto pela Equipe de Pesquisa)

As instalações de nível acima de 69 kV são monitoradas e controladas no centro de operações do sistema de energia. Há um centros de controle de geração e transmissão que cobre todo o Brasil, e cinco centros de controle de distribuição sob o centro de operações do sistema de energia, conforme mostrado na figura a seguir e a áreas de cobertura de cada centro de controle de distribuição na Figura 4.9-1.



SDO: Superintendência de Distribuição Oeste Regional  
 SDL: Superintendência de Distribuição Leste Regional  
 SDC: Superintendência de Distribuição Centro-Sul Regional  
 SDT: Superintendência de Distribuição Norte Regional

Figura 4.9-7 Estrutura para a Operação do Sistema de Energia Existente

(Fonte: Equipe de Pesquisa JICA)

Há 74 engenheiros no centro de operação do sistema de energia e eles monitoram e controlam em três turnos. O sistema de trabalho dos três turnos é o seguinte.

Tabela 4.9-2 Sistema de Trabalho do Centro de Operação do Sistema de Energia

Horário de Trabalho	Número de Membros da Equipe		
	Supervisor	Operador de Distribuição	Operador de Transmissão
6:30-14:30	1	3	3
14:30-22:30	1	3	3
22:30-6:30	1	3	3

(Fonte: Equipe de Pesquisa JICA)

#### 4.9.2 Estrutura de Manutenção do Sistema de Distribuição

As instalações de distribuição da COPEL são mantidas em centros de manutenção que pertencem a cinco Superintendências de Distribuição. Existem quatro centros de manutenção na Área Metropolitana de Curitiba, que pertencem à SDL, conforme mostrado na Figura 4.9-8 e o número de cada centro de manutenção é exibido na Tabela 4.9-3.

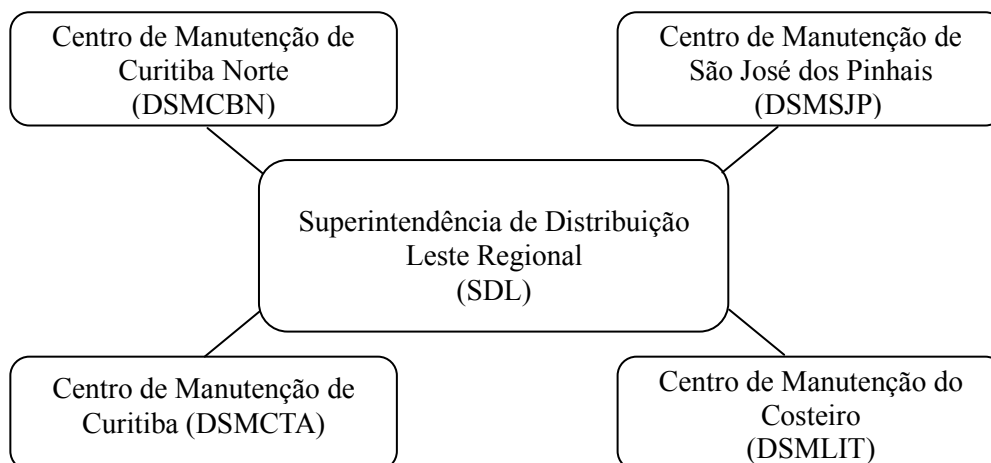


Figura 4.9-8 Estrutura da Manutenção com as Instalações existentes na Área Metropolitana de Curitiba

Tabela 4.9-3 Número de cada centro de manutenção

	VMACTA	VMACBN	VMASJP	VMALIT
Trabalhador (linha morta)	0	0	6	12
Trabalhador (linha quente)	15	10	10	5
Trabalhador (subterrâneo)	17	0	0	0
Trabalhador (outro)	5	6	5	7
outro (adm., etc.)	15	15	8	3
Total	52	31	29	27

As áreas candidatas do projeto proposto são mantidas em três centros de manutenção, VMACTA, VMACBN e VMASJP. O papel principal dos centros de manutenção é o seguinte.

- Novo trabalho de construção
- Supervisão da construção
- Planejamento de manutenção e inspeção
- Patrulha da linha de distribuição
- Manutenção e inspeção das instalações de distribuição
- Manutenção e inspeção das instalações de automação
- Operação das instalações de distribuição (trabalho no local)

- Localização de ponto de falha
- Isolamento de ponto de falha
- Trabalho de recuperação de acidente



Figura 4.9-9 Edifício de Manutenção de Transformador e Edifício de Testes de Medidor

(Fonte: Foto pela Equipe de Pesquisa)



Figura 4.9-10 Veículos para o Trabalho de Manutenção  
(Veículo com Cesto Aéreo, Veículo com Transformador de Emergência)

(Fonte: Foto pela Equipe de Pesquisa)

O centro de materiais e o centro de exames estão situados próximos ao centro de manutenção de Curitiba Norte. Além disso, existem 16 escritórios de serviços na Região Metropolitana de Curitiba, com trabalhos correspondentes a visitantes e trabalhos de recuperação de acidentes são executados.





Figura 4.9-11 Centro de Materiais (Material para Torre de Transmissão e Poste de Distribuição)

(Fonte: Foto pela Equipe de Pesquisa)

Além disso, para conduzir a manutenção das instalações da rede inteligente instalada, há 24 engenheiros especiais nas Cidades de Curitiba e Fazenda Rio Grande além dos engenheiros de manutenção das instalações existentes. A manutenção das instalações da rede inteligente é conduzida por uma equipe de dois engenheiros.

O posto responsável do posto pela construção, operação e manutenção é mostrado abaixo.

Tabela 4.9-4 Posto Responsável pela Construção, Operação e Manutenção

	Posto	Departamento	Divisão
Diretor de departamento	Diretor de Distribuição	-	-
Construção	Superintendência de Engenharia de Distribuição	Padronização, Geo-referência e Construção	Projetos e Construção
Operação	Superintendência de Engenharia de Distribuição	Operação, Manutenção e Serviços	Estudos de Operação e Proteção
Manutenção (13,8kV, 34,5kV)	Superintendência de Engenharia de Distribuição	Operação, Manutenção e Serviços	Manutenção de Distribuição e Controle de Qualidade
Manutenção (acima de 34,5kV)	Superintendência de Engenharia de Distribuição	Automação	Manutenção de Subtransmissão

(Fonte: Equipe de Pesquisa JICA)

## Capítulo 5 Seleção dos Projetos de Rede Elétrica Inteligente

### 5.1 Necessidades da COPEL

A COPEL selecionou os candidatos para o projeto de rede elétrica inteligente da COPEL há 2 anos com base nos critérios considerados por ela naquela época. Para este projeto, a COPEL apresenta a Equipe de Pesquisa da JICA, na qual os candidatos se basearam em sua seleção anterior. A Tabela 5.1-1 mostra os critérios da COPEL com as especificações. No entanto, os critérios da COPEL não têm prioridade e, por isso, primeiramente a COPEL e a Equipe de Pesquisa da JICA discutiram a prioridade dos critérios. Com base na discussão, foi esclarecido que a melhoria na confiabilidade da rede de distribuição por meio do aperfeiçoamento do SAIDI/SAIFI é a primeira prioridade, a melhoria na perda de distribuição é a segunda prioridade e a melhoria na queda de tensão e do fator de potência é a terceira prioridade devido ao pagamento de multas, impostos e custos irreversíveis da COPEL relacionados à perda nas regulamentações da ANEEL (descritas a seguir). Além disso, também ficou compreendido que a COPEL tem uma grande expectativa em relação à restrição da demanda futura como um efeito colateral, por meio da instalação das técnicas da rede elétrica inteligente e se mostra muito interessada nas técnicas de estabilidade da rede elétrica para problemas futuros, no caso da conexão da rede elétrica com energias renováveis ser difundida.

#### • Regulamentações da ANEEL

- Em relação ao SAIDI/SAIFI, a COPEL tem o dever de pagar a multa aos clientes, caso o SAIDI/SAIFI se baseie nos valores controlados pela regulamentação da ANEEL (Consulte os detalhes no item 2.8.4 (1)).
- Em relação à perda técnica e não-técnica, a COPEL não pode reaver os cursos relacionados à perda sobre os valores controlados pela regulamentação da ANEEL (Consulte os detalhes no item 2.7).
- Em relação à queda de tensão, a COPEL tem o dever de pagar a multa aos clientes, caso a tensão não satisfaça os valores e as regras controladas pela regulamentação da ANEEL (Consulte os detalhes no item 2.8.4 (2)).
- Em relação ao fator de potência, a COPEL deve manter o fator de potência controlado pelas regulamentações da ANEEL (Consulte os detalhes no item 2.8.4 (3)).

Tabela 5.1-1 Critérios da COPEL para a Seleção dos Candidatos ao Projeto

(Referência)

- : Prioridade N° 1
- : Prioridade N° 2
- : Prioridade N° 3
- : Prioridade No.4

Critérios da COPEL		Especificação	
1	Port. Subestação Fonte	Significado	Áreas com Subestações de 138 ou 69kV/13k
	Ingl. Substation 138,69/13	Motivo:	Compreende-se que existe muita demanda relacionada à rede de distribuição (13kV).
2	Port. Subestação 34/13	Significado	Áreas com Subestações de 34kV/13kV
	Ingl. Substation 34/13	Motivo:	Compreende-se que existe muita demanda relacionada à rede de distribuição (13kV). No entanto, a prioridade é menor que a anterior.
3	Port. Probabilidade de Perdas Comerciais > 0,5%	Significado	Perda não-técnica acima de 0,5%
	Ingl. Non-technical Loss > 0.5%	Motivo:	É necessária a redução da perda não-técnica. No entanto, 0,5% não possui um razão numérico.
4	Port. Multa – DEC-FEC / DIC-FIC	Significado	SAIDI e SAIFI
	Ingl. SAIDI/SAIFI	Motivo:	A melhoria na confiabilidade da rede de transmissão é necessária, visto que a COPEL deve pagar a multa aos clientes se o SAIDI/SAIFI se basear nos valores controlados pela regulamentação da ANEEL.
5	Port. Regulação de Tensão na Rede	Significado	Queda de Tensão
	Ingl. Voltage Drop	Motivo:	A questão da queda na tensão é melhorada na rede de distribuição de longa distância e na rede de distribuição de difícil acesso da equipe da COPEL.
6	Port. Correção de Reativo na Rede	Significado	Fator de Potência
	Ingl. Power Factor	Motivo:	A eficiência no fornecimento de energia elétrica é aprimorada pela melhoria do fator de potência.
7	Port. Densidade de Carga > 20MW	Significado	Expectativa de demanda futura acima de 20MW
	Ingl. Future Demand > 20MW	Motivo:	O investimento na instalação é limitado pela alteração do pico com a instalação das técnicas da rede elétrica inteligente e expansão, como a instalação de novos transformadores, entre outras, previstas pelo projeto de rede elétrica inteligente.
8	Port. Densidade de Consumidores >20.000	Significado	Número de consumidores > 20.000
	Ingl. The number of Contracts	Motivo:	Compreendeu-se que existe uma demanda muito grande.
9	Port. Inadimplência > 0,3%	Significado	Índice de inadimplência > 0,3%
	Ingl. Non-payment Ratio	Motivo:	O lucro é elevado por meio da redução do índice de inadimplência.
10	Port. Acessantes Geração	Significado	Conexão da rede elétrica dos Geradores de Apoio
	Ingl. Grid-connection	Motivo:	O impacto da conexão da rede elétrica dos geradores dispersos é reduzido e a estabilidade da rede elétrica é mantida.

(Fonte: Equipe de Pesquisa da JICA sobre o material e entrevista da COPEL)

## 5.2 Avaliação da Prioridade da Técnica Aplicada

Com base nos critérios apresentados na Tabela 5.1-1, as técnicas da rede elétrica inteligente de alto potencial são extraídas e a Tabela 5.2-1 exibe o resultado da avaliação com os critérios da Tabela 5.1-1 e as técnicas da rede elétrica inteligente de alto potencial extraídas. Com base no resultado da Tabela 5.2-1, o DAS/DMS e o relé de proteção contra falha do aterramento do SAIDI/SAIFI, AMI da perda não-técnica, DAS/DMS da queda de tensão e fator de potência, e DR e EMS/PV/Bateria para a demanda futura e a conexão da rede elétrica, todos possuem alto potencial.

Tabela 5.2-1 Avaliação da Prioridade da Técnica Aplicada

Critérios da COPEL		Técnicas Aplicadas							
		DAS	Relé de proteção contra falha do aterramento	AMI	DR:	EMS/ PV/ Bateria	EV	BEMS	HEMS
1	Substation 138,69/13 (Subestação)	⊙	⊙						
2	Substation 34/13 (Subestação 34/13)	⊙	⊙						
3	Non-technical Loss > 0.5% (Probabilidade de Perdas Comerciais > 0,5%)			⊙					
4	SAIDI/SAIFI (Multa – DEC-FEC / DIC-FIC)	⊙	⊙						
5	Voltage Drop (Regulação de Tensão na Rede)	⊙							
6	Power Factor (Correção de Reativo na Rede)	⊙							
7	Future Demand > 20MW (Densidade de Carga > 20MW)	⊙			⊙	○	○	○	○
8	The numbers of Contracts (Densidade de Consumidores)	⊙	⊙						
9	Non-payment Ratio (Inadimplência)			⊙					
10	Grid-connection (Acessantes Geração)					⊙	○		

(Fonte: Equipe de Pesquisa da JICA)

Em seguida, os impactos das técnicas aplicadas são avaliados por meio da ponderação dos critérios da COPEL com base no resultado da Tabela 5.2-1. Além disso, a necessidade da preparação legal é avaliada, assim como a pontuação total é calculada para avaliar os impactos de forma quantitativa. Seu resultado é apresentado na Tabela 5.2-2.

Com base no resultado da Tabela 5.2-2, o DAS/DMS possui a maior pontuação (46) e, por isso, a sua prioridade é Nº 1.

Tabela 5.2-2 Avaliação dos Impactos da Técnica da Rede Elétrica Inteligente Aplicada

Itens da Avaliação (Pesos*)	Melhoria na Confiabilidade da Rede de Distribuição	Melhoria na Eficiência					Estabilidade da Rede Elétrica	Redução na Emissão de CO <sub>2</sub>	Subtotal	Necessidade de Preparação Legal?	Total	
		SAIDI	PERDA	Queda de Tensão	Fator de Potência	Investimento na Instalação						Recursos Humanos
		(5)	(4)	(3)	(3)	(2)						(2)
Técnicas Aplicadas												
DAS	A	A	B	B	B	C	D	C	46	Não	46	
	3	3	2	2	2	1	0	1		0		
Relé de Proteção contra Falha do Aterramento	A	D	D	D	C	C	D	C	20	Não	20	
	3	0	0	0	1	1	0	1		0		
AMI	D	A	D	D	D	A	D	D	18	Não	18	
	0	3	0	0	0	3	0	0		0		
DR	D	D	D	D	A	C	D	B	10	Sim	9	
	0	0	0	0	3	1	0	2		-1		
EMS/ PV/ Bateria	C	D	D	D	D	D	A	A	14	Sim	13	
	1	0	0	0	0	0	3	3		-1		
EV	D	D	D	D	D	D	B	B	6	Não	6	
	0	0	0	0	0	0	2	2		0		
BEMS	D	D	D	D	C	D	D	C	3	Não	3	
	0	0	0	0	1	0	0	1		0		
HEMS	D	D	D	D	C	D	D	C	3	Não	3	
	0	0	0	0	1	0	0	1		0		

(Fonte: Equipe de Pesquisa da JICA)

### 5.3 Prioridade do Projeto com Base nos Critérios

A prioridade dos projetos e o plano de instalação são apresentados na Tabela 5.3-1 e Figura 5.3-1 .

Tabela 5.3-1 Projeto e Plano de Instalação Propostos do Projeto de Rede Elétrica Inteligente na COPEL

	Item e Capítulo da Explicação	Projeto e Plano de Instalação Propostos	
		1ª Instalação (2014-2017)	2ª Instalação (Expansão) (2018- 2019)
1. DAS /DMS	6.2.2 no Capítulo 6 6.3.2 no Capítulo 6 6.3.5 no Capítulo 6	1 Centro de controle Equipamentos de distribuição da Área Metropolitana de Curitiba (23 cidades)	Equipamentos de distribuição da Cidade de Curitiba
2. Relé de proteção contra falha do aterramento	6.3.3 no Capítulo 6 6.3.4 no Capítulo 6	50 subestações (Área Metropolitana de Curitiba e Cidade de Curitiba)	
3. AMI	6.2.2 no Capítulo 6 6.3.6 no Capítulo 6	120.000 clientes residenciais na Cidade de Curitiba	100.000 clientes residenciais na Cidade de Curitiba
4. EMS/ Energia renovável/ Bateria	-	Estudo	Continuação do estudo
5. DR	-	Estudo	Continuação do estudo
6. EV	-	Estudo	Continuação do estudo
7. BEMS	-	Estudo	Continuação do estudo
8. HEMS	-	Estudo	Continuação do estudo

(Fonte: Equipe de Pesquisa JICA)

Os projetos propostos com base nas necessidades da COPEL e nos resultados da avaliação são do DAS/DMS, Relé de proteção contra falha do aterramento e AMI.

O DAS/DMS e o relé de proteção contra falha do aterramento são recomendados para aplicação na Área Metropolitana de Curitiba (23 cidades) e na Cidade de Curitiba.

Recomenda-se o medidor inteligente do AMI para 30% dos clientes residenciais na Cidade de Curitiba, de acordo com os seguintes itens.

- É arriscado instalar medidores inteligentes na primeira aplicação em mais de 50% dos clientes.
- O projeto piloto foi implantado na Fazenda Rio Grande, de modo que menos de 10% dos clientes com acesso a medidores inteligentes representa o mesmo nível de teste do projeto piloto.
- O percentual ideal de clientes no projeto é de 20% a 30%, portanto será determinado 30% para maior eficácia.

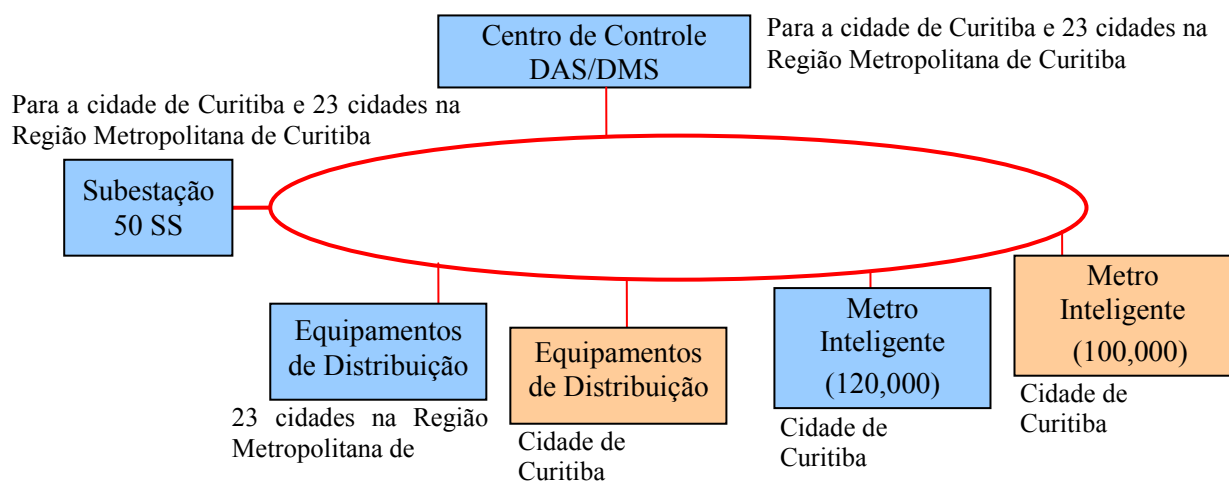


Figura 5.3-1 Conceito dos Projetos Propostos

(Fonte: Equipe de Pesquisa JICA)

## Capítulo 6 Visão Geral do Projeto Smart Grid

### 6.1 Informações Básicas

#### 6.1.1 Processo de Seleção e Resultados para a Área de Projeto

No início do estudo, de acordo com as Atas de Reunião na “Pesquisa de Preparação do Lançamento do Projeto Smart Grid na Região Metropolitana de Curitiba” acordadas entre a JICA e a COPEL em Outubro de 2012, a área alvo foi definida como 23 municípios na Região Metropolitana de Curitiba<sup>1</sup>, excluindo Curitiba, Fazenda Rio Grande e Campo Largo.

Durante a primeira pesquisa da Equipe de Pesquisa da JICA em Fevereiro de 2013, a equipe revisou os indicadores sócio-econômicos e de eletricidade e sugeriu que o cenário começasse com 10 municípios; DAS/DMS e Redistribuição para 10 municípios, modelos SAS e EMS/ energia/bateria renovável, AMI, rede de troca de energia de Veículo Elétrico (EV), BEMS, e HEMS em alguns municípios na Região Metropolitana de Curitiba, e então esperava-se que no futuro todos estes componentes fossem expandidos para outras regiões.

Os comentários da COPEL em Março de 2013 para a sugestão da equipe foram os seguintes.

- Todos os 23 municípios foram a meta para DAS/DMS (e relés de proteção) de uma vez.
- AMI para consumidores de grande porte e os componentes SAS, EMS, BEMS e HEMS foram excluídos dos componentes do Projeto.

Com base nos requisitos da COPEL, e equipe da COPEL discutiu a questão da área do projeto durante a segunda viagem da equipe para o Brasil em Abril de 2013 e determinou o seguinte.

- ◆ Área alvo para o componente DAS/DMS: Cidade de Curitiba, onde o centro de controle de distribuição está localizado e 23 municípios onde o equipamento de distribuição, incluindo os relés de proteção que estão instalados.
- ◆ A meta do projeto piloto AMI para consumidores de alta tensão é a Cidade de Curitiba.

Portanto, a região alvo do projeto finalmente foi definida como **23 municípios e a Cidade de Curitiba.**

#### 6.1.2 Informações Básicas

Resumo sócio-econômicos e os dados de eletricidade da região alvo do projeto, ou seja, a Cidade de Curitiba City e 23 municípios, são mostrados na Tabela 6.1-1.

---

<sup>1</sup> A Região Metropolitana de Curitiba atualmente está definida como 29 municípios pela “Lei Estadual nº 139/2011”; entretanto, três municípios, Campo do Tenente, Rio Negro e Piên, também estão excluídas nas Atas das Reuniões entre a JICA e a COPEL em Outubro de 2012. Portanto para esta pesquisa, 23 municípios no total são afetados.



RF do Estudo Preparatório na Introdução do Projeto Smart Grid na Região Metropolitana de Curitiba

Tabela 6.1-1 Indicadores Sócio-econômicos e de Eletricidade dos Municípios Alvo do Projeto na Região Metropolitana de Curitiba

Municípios	Indicadores Sócio-Econômicos										Indicadores de Eletricidade (Quantidade - Qualidade - Custo Financeiro)											
	População Total	População Urbana	População Rural	Área Socioeconômica (Km2)	Densidade Populacional (Hab/Km2)	Distância Distrital (Km)	GDP/capita (R\$)	No. de Estabelecimentos	Valor de Investimento (R\$)	No. de Escolas	No. de Unidades Habitacionais	Indicador de Qualidade de Eletricidade	No. de Consumidores	SAIFI (Não Consumidor)	SAIDI (Consumidor)	SAIDI (Não Consumidor)	SAIDI (Consumidor)	SAIDI (Consumidor)	Multa (R\$)	Multa (R\$)		
1) Adriaópolis	6.397	2.060	4.316	4.316	1.460	0,34	886	71	340,0	0	0	2.254	4.847	45,93	26,26	26,26	26,26	2,89	22,98	-		
2) Adolfo Beiler	6.397	2.060	4.316	4.316	1.460	0,34	886	71	340,0	0	0	2.254	4.847	45,93	26,26	26,26	26,26	2,89	22,98	-		
3) Água Boa	6.397	2.060	4.316	4.316	1.460	0,34	886	71	340,0	0	0	2.254	4.847	45,93	26,26	26,26	26,26	2,89	22,98	-		
4) Almirante Balthazar	6.397	2.060	4.316	4.316	1.460	0,34	886	71	340,0	0	0	2.254	4.847	45,93	26,26	26,26	26,26	2,89	22,98	-		
5) Amambai	6.397	2.060	4.316	4.316	1.460	0,34	886	71	340,0	0	0	2.254	4.847	45,93	26,26	26,26	26,26	2,89	22,98	-		
6) Anópolis	6.397	2.060	4.316	4.316	1.460	0,34	886	71	340,0	0	0	2.254	4.847	45,93	26,26	26,26	26,26	2,89	22,98	-		
7) Antônio Olinto	6.397	2.060	4.316	4.316	1.460	0,34	886	71	340,0	0	0	2.254	4.847	45,93	26,26	26,26	26,26	2,89	22,98	-		
8) Bela Vista do Sul	6.397	2.060	4.316	4.316	1.460	0,34	886	71	340,0	0	0	2.254	4.847	45,93	26,26	26,26	26,26	2,89	22,98	-		
9) Boa Vista de Roraima	6.397	2.060	4.316	4.316	1.460	0,34	886	71	340,0	0	0	2.254	4.847	45,93	26,26	26,26	26,26	2,89	22,98	-		
10) Boqueirão do Sul	6.397	2.060	4.316	4.316	1.460	0,34	886	71	340,0	0	0	2.254	4.847	45,93	26,26	26,26	26,26	2,89	22,98	-		
11) Capão da Imbuê	6.397	2.060	4.316	4.316	1.460	0,34	886	71	340,0	0	0	2.254	4.847	45,93	26,26	26,26	26,26	2,89	22,98	-		
12) Capão Verde	6.397	2.060	4.316	4.316	1.460	0,34	886	71	340,0	0	0	2.254	4.847	45,93	26,26	26,26	26,26	2,89	22,98	-		
13) Curitiba	6.397	2.060	4.316	4.316	1.460	0,34	886	71	340,0	0	0	2.254	4.847	45,93	26,26	26,26	26,26	2,89	22,98	-		
14) Curitiba	6.397	2.060	4.316	4.316	1.460	0,34	886	71	340,0	0	0	2.254	4.847	45,93	26,26	26,26	26,26	2,89	22,98	-		
15) Curitiba	6.397	2.060	4.316	4.316	1.460	0,34	886	71	340,0	0	0	2.254	4.847	45,93	26,26	26,26	26,26	2,89	22,98	-		
16) Curitiba	6.397	2.060	4.316	4.316	1.460	0,34	886	71	340,0	0	0	2.254	4.847	45,93	26,26	26,26	26,26	2,89	22,98	-		
17) Curitiba	6.397	2.060	4.316	4.316	1.460	0,34	886	71	340,0	0	0	2.254	4.847	45,93	26,26	26,26	26,26	2,89	22,98	-		
18) Curitiba	6.397	2.060	4.316	4.316	1.460	0,34	886	71	340,0	0	0	2.254	4.847	45,93	26,26	26,26	26,26	2,89	22,98	-		
19) Curitiba	6.397	2.060	4.316	4.316	1.460	0,34	886	71	340,0	0	0	2.254	4.847	45,93	26,26	26,26	26,26	2,89	22,98	-		
20) Curitiba	6.397	2.060	4.316	4.316	1.460	0,34	886	71	340,0	0	0	2.254	4.847	45,93	26,26	26,26	26,26	2,89	22,98	-		
21) Curitiba	6.397	2.060	4.316	4.316	1.460	0,34	886	71	340,0	0	0	2.254	4.847	45,93	26,26	26,26	26,26	2,89	22,98	-		
22) Curitiba	6.397	2.060	4.316	4.316	1.460	0,34	886	71	340,0	0	0	2.254	4.847	45,93	26,26	26,26	26,26	2,89	22,98	-		
23) Curitiba	6.397	2.060	4.316	4.316	1.460	0,34	886	71	340,0	0	0	2.254	4.847	45,93	26,26	26,26	26,26	2,89	22,98	-		
24) Curitiba	6.397	2.060	4.316	4.316	1.460	0,34	886	71	340,0	0	0	2.254	4.847	45,93	26,26	26,26	26,26	2,89	22,98	-		
<b>Total</b>	<b>6.256</b>	<b>2.792</b>	<b>3.464</b>	<b>671,71</b>	<b>9,91</b>	<b>79,21</b>	<b>10,162</b>	<b>115</b>	<b>1.749,746</b>	<b>0</b>	<b>15</b>	<b>150</b>	<b>6.188,670</b>	<b>8.400,261</b>	<b>14,98</b>	<b>20,02</b>	<b>22,98</b>	<b>33,28</b>	<b>384,592</b>	<b>115,642.854,918</b>		

Fonte: Estatística Populacional-IBGE (2010), Censo 2010, Área-ITC, Área-ITC, Taxa de Densidade Populacional e Pobreza (2010), GDP per Capita (2009) -IBGE/IPARDES, N.º. de Estabelecimentos-RAIS (2011) e Valor de Investimento - Secretaria de Estado do Planejamento e Desenvolvimento e 2,649,819 33,106  
 Fonte: Estatística Populacional-IBGE (2010), Área-ITC, Área-ITC, Taxa de Densidade Populacional e Pobreza (2010), GDP per Capita (2009) -IBGE/IPARDES, N.º. de Estabelecimentos-RAIS (2011) e Valor de Investimento - Secretaria de Estado do Planejamento e Desenvolvimento e 2,649,819 33,106  
 Nota: 1) Agências de negócios, Como lojas, empresas, fazenda agrícola  
 2) Valor de investimento comprometido, em dois anos no programa de incentivo de investimento do Estado do Paraná (Paraná Competitivo), de 12/2012.

## 6.2 Plano dos projetos

### 6.2.1 Necessidades do projeto

Necessidades da COPEL nesta área de projeto conforme abaixo.

- 1) A confiabilidade de energia não é tão boa, especialmente a duração de queda (SAIDI) que significa pagar multas e reduzir a renda pelo fornecimento de energia. Portanto, as necessidades da COPEL são a de melhorar os rendimentos econômicos e contribuir com a satisfação do cliente.
- 2) Fator de queda de tensão e energia não são tão bons, especialmente na Região Metropolitana de Curitiba devido à longa distância e a rede global. A COPEL quer melhorar a qualidade da energia.
- 3) SCADA para monitorar/controlar as subestações foi aplicada por mais de 10 anos e a capacidade não possui margens suficientes. Além disso, os operadores devem monitorar/controlar muitas das instalações, que aumentam a cada ano. A COPEL quer substituir o SCADA existente por um novo SCADA com maior capacidade e melhores funções.
- 4) O relé de proteção de falha de aterramento existente nas subestações não pode detectar falha de aterramento com alta impedância devido à conexão delta, que significa que a tensão da corrente de falha de aterramento é pequena. A COPEL quer aplicar relés de proteção mais confiáveis.
- 5) A COPEL quer melhorar a economia de mão-de-obra a fim de melhorar os rendimentos da companhia.
- 6) A perda de distribuição na COPEL é melhor do que de outras companhias de energia no Brasil, mas a perda pode ser melhorada. Portanto, a COPEL quer reduzir a perda para melhorar os rendimentos econômicos da COPEL.

Este projeto pode contribuir para resolver o problema e satisfazer as necessidades da COPEL.

### 6.2.2 Resumo do projeto / Sistema

- 1) O sistema inteiro

O sistema inteiro do projeto recomendado pela equipe de pesquisa é mostrado na Figura 6.2-1.

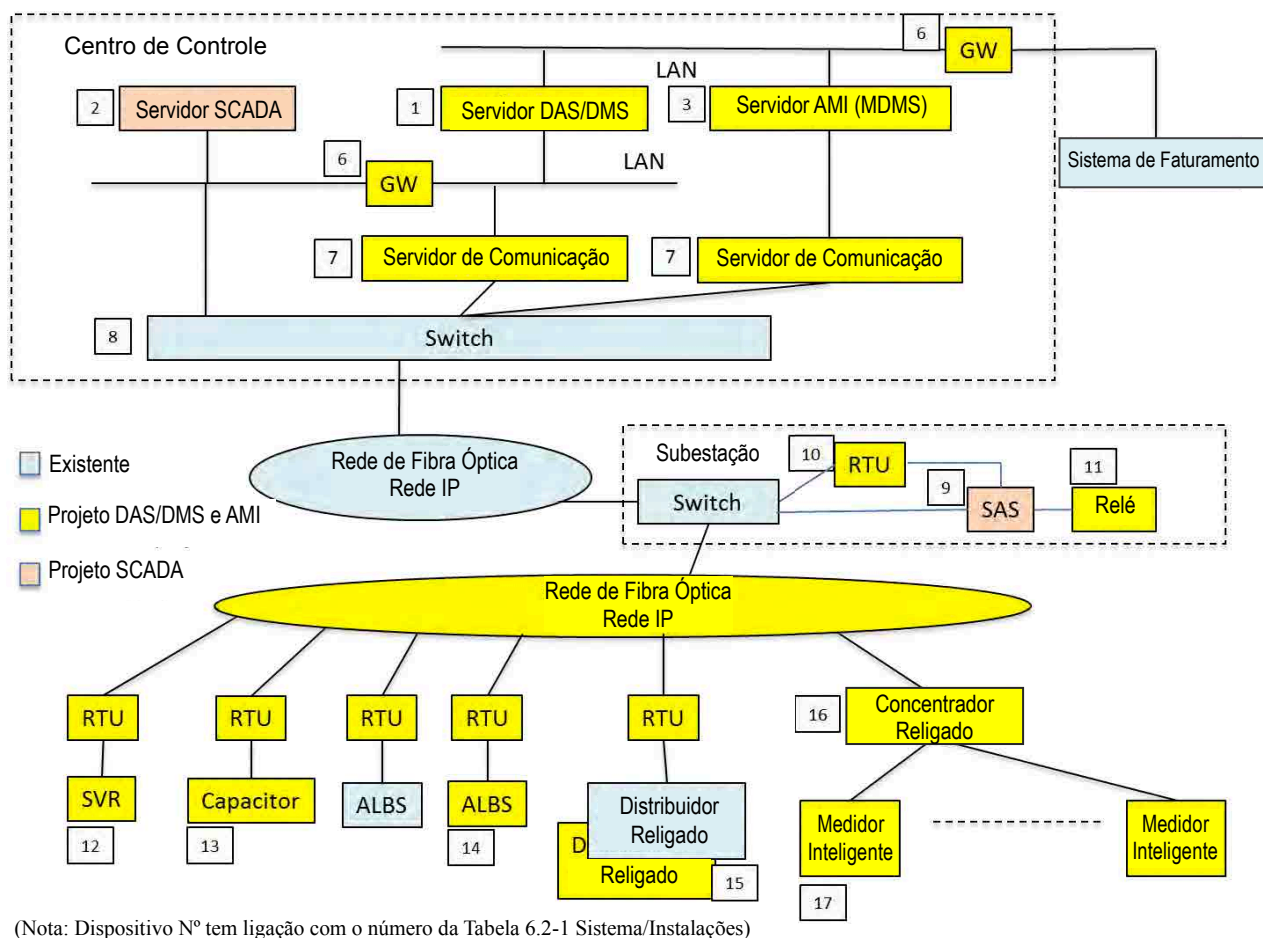


Figura 6.2-1 O sistema completo

(Fonte: Equipe de Pesquisa JICA)

O conceito do sistema é o seguinte.

- (1) DAS/ DMS irá monitorar e controlar a rede de distribuição incluindo alimentadores de 13,8 kV na subestação da Cidade de City e da Região Metropolitana de Curitiba (SDC Central).
- (2) DAS/ DMS pode ser conectado ao SCADA instalado no mesmo centro de controle ao utilizar o protocolo internacional e GW no LAN.
- (3) DAS/ DMS pode expandir a área gerenciada não apenas a partir da SDC Central, mas também para 4 regiões (SDL Leste / SDT Norte / SDN Noroeste/ SDO Oeste).
- (4) Os equipamentos existentes, como religadores, LBS, etc., serão utilizados o máximo possível com base na pesquisa detalhada e projeto.

## 2) Escopo

O escopo do projeto proposto pela Equipe de Pesquisa JICA é mostrado no sistema / instalações na cor amarela na Figura 6.2-2. O número do equipamento descrito na Figura 6.2-2 significa o mesmo do

número da Tabela 6.2-1.

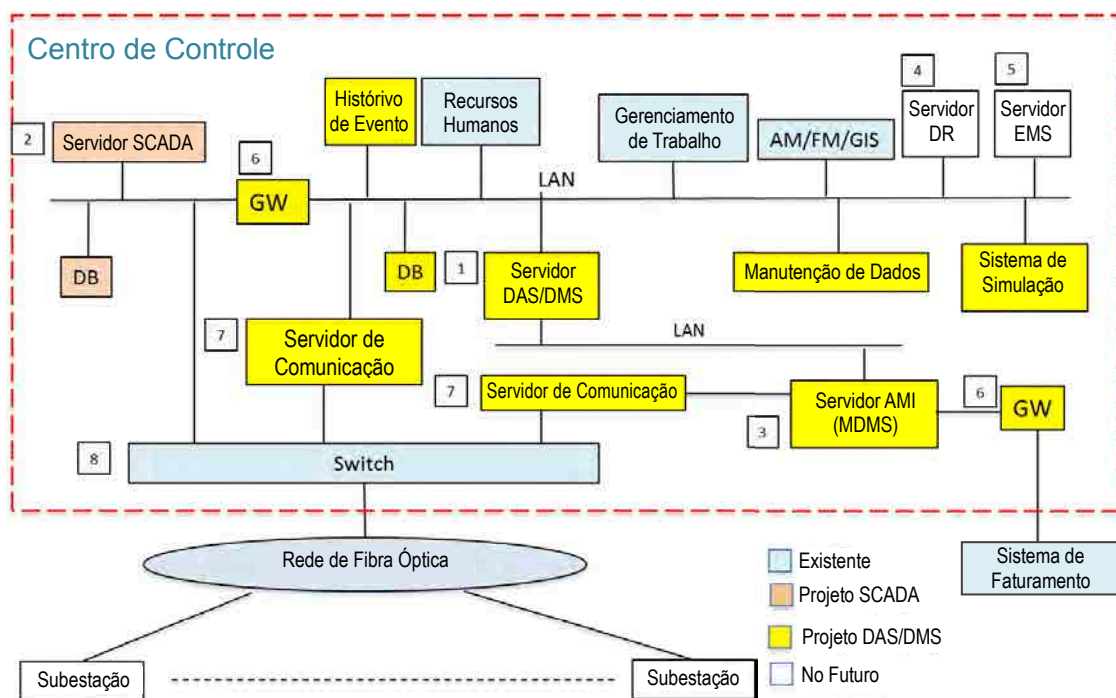





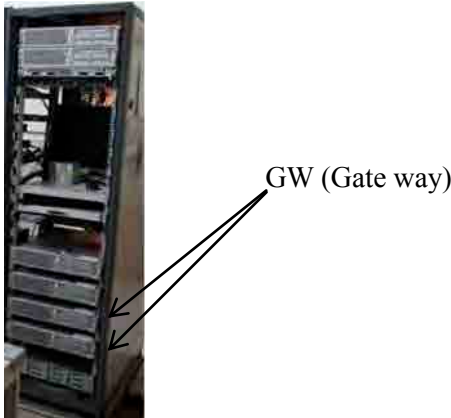
Figura 6.2.2 Instalações do Centro de Controle

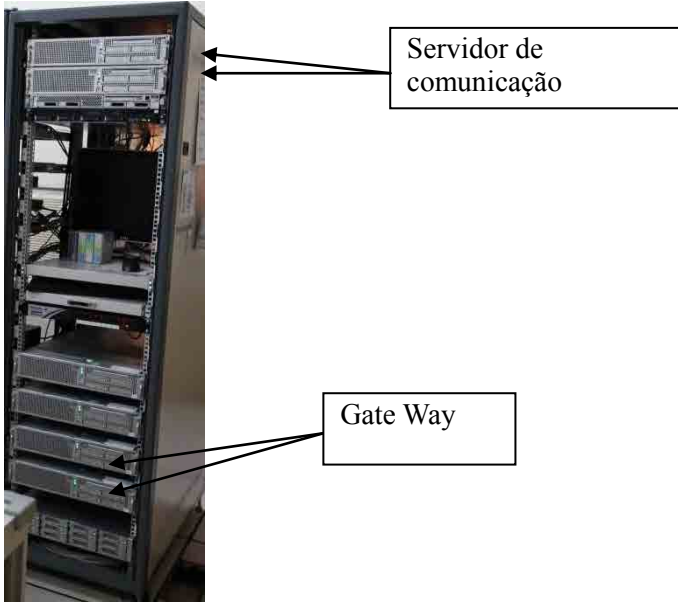

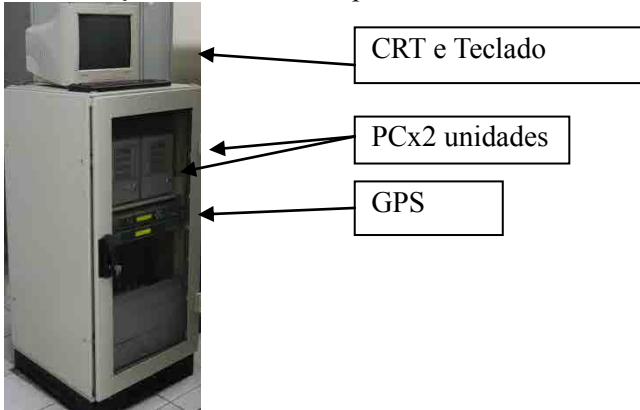
(Fonte: Equipe de Pesquisa JICA)

A função principal do sistema e das instalações é explicada na Tabela 6.2-1.

Tabela 6.2-1 Explicação do sistema e instalações do projeto

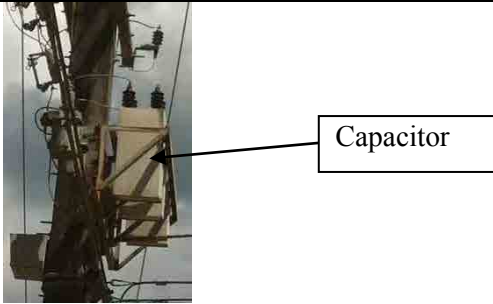
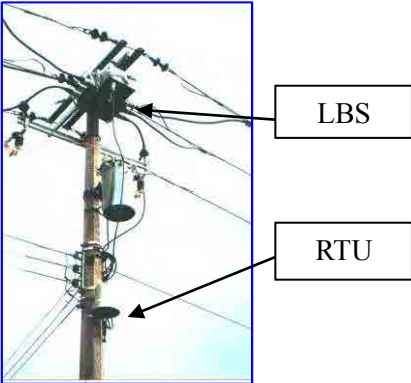


Sistema / instalações	Explicação
1. DAS / DMS (Sistema de Automação de Distribuição / Sistema de Gerenciamento da Distribuição)	O DAS / DMS irá controlar e monitorar a rede de distribuição principalmente a fim de melhorar a confiabilidade do fornecimento de energia. 
2. SCADA (Controle de Supervisão e Aquisição de Dados)	O SCADA irá controlar e monitorar a rede de transmissão e principalmente a subestação. 

<p>3. AMI (Infraestrutura de Medição Avançada)</p>	<p>O servidor AMI pode calcular o consumo de energia dos clientes com base nos dados do medidor inteligente. Os dados calculados serão enviados para o sistema de faturamento existente.</p> 
<p>4. DR (Resposta à Demanda)</p>	<p>O servidor DR será instalada na central de controle existente e pode controlar os medidores inteligentes instalados para o AMI a fim de cortar a carga em condições de pico.</p>  <p>Terminal DR</p>
<p>5. EMS (Sistema de Gerenciamento de Energia)</p>	<p>O servidor EMS pode gerenciar a energia renovável (PV, etc.) e as baterias a fim de possibilitar que elas se conectem à rede de distribuição.</p> 
<p>6. GW (Gate Way)</p>	<p>A função principal do GW é a de trocar o protocolo, para que a conexão de dados entre o SCADA e o DAS/DMS possam ser implementados facilmente.</p> 

<p>7. Servidor de comunicação</p>	<p>A principal função do servidor de comunicação é a de conduzir a interface entre os servidores de aplicativos (DAS/DMS, AMI, etc.) e a unidade de comunicação a fim de dividir os dados coletados da M-RTU exatamente.</p> 
<p>8. Switch</p>	<p>As unidades de comunicação existentes são da SDH (Hierarquia Digital Síncrona) e Interruptor Layer 2 que significa um método de comunicação de alta velocidade.</p> 
<p>9. SAS (Sistema de Automação da Subestação)</p>	<p>O SAS pode monitorar/medir/controlar todos os dados nas subestações através da LAN e do protocolo internacional. A interface entre o SAS e a unidade de comunicação é facilmente disponível.</p> 
<p>10. RTU (Subestação da Unidade do Terminal Remoto)</p>	<p>A RTU recebe dados do SAS na subestação e envia para o centro de controle conectando o switch de comunicação. Consulte a Tabela 6.3.3-1.</p>



	
<p>11. Relé de proteção</p>	<p>Relés de proteção para detector precisamente falha de aterramento serão instalados em cada alimentador de 13,8 kV na subestação, em vês dos relés existentes.          Consulte a Tabela 6.3.3-1.</p> 
<p>12. SVR (Regulador de Aumento de Tensão)</p>	 <p>O SVR pode compensar a queda de tensão no alimentador de distribuição através da mudança do comutador.</p>
<p>13. Capacitor</p>	<p>O fator de energia do alimentador de distribuição normalmente está atrasado devido à carga indutiva, especialmente na rede aérea. O fator de energia pode ser melhorado com a instalação de capacitores na subestação e no alimentador de distribuição.</p>

	
<p>14. LBS (Disjuntores de carga) RTU (Unidade do Terminal Remoto)</p>	<p>O LBS pode interromper a corrente de carga. O LBS automático pode se conectar à RTU no poste. A alimentação de energia com interruptor e o para-raios também são instalados no poste</p> 
<p>15. Religador</p>	<p>O religador pode interromper a corrente de falha e religar automaticamente para isolar a seção defeituosa do lado da carga. O religador é instalado no poste e consiste de disjuntor, CVT e relés de proteção nele.</p> 
<p>16. Concentrador</p>	<p>O concentrador pode coletar dados de diversos medidores inteligentes e enviá-los para o centro de controle por meio de fibra óptica.</p>
<p>17.SM (Medidor Inteligente)</p>	<p>Um medidor inteligente é um medidor watts-hora eletrônico que fornece interface comunicação para transmitir dados para centro de controle (Servidor AMI).</p> 

(Fonte: Equipe de Pesquisa JICA)

3) Análise da quantidade necessária

A quantidade necessária de ALBS com RTU é calculada conforme segue com base na rede recomendada em 6.3.1 e Figura 6.2-3 / 6.2-4.

- No caso da cidade de Curitiba: 3 ALBS para o alimentador principal + 3 ALBS para o ponto de conexão = 4,5 ALBS/alimentador



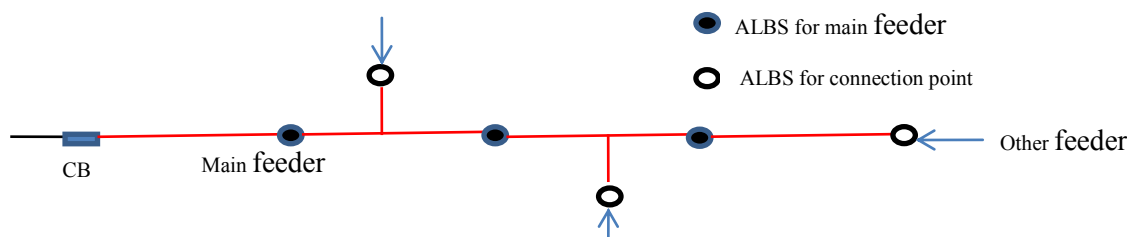


Figura 6.2-3 Disposição de ALBS no alimentador de distribuição na cidade de Curitiba

- No caso da região Metropolitana de Curitiba:

5 ALBS para o alimentador principal + 3 ALBS para o ponto de conexão = 6,5 ALBS/alimentador

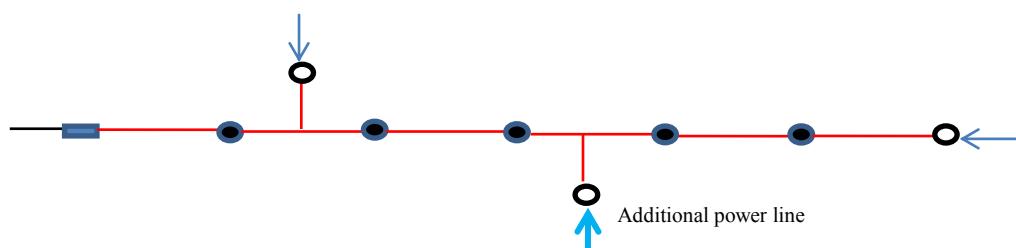


Figura 6.2-4 Disposição de ALBS no alimentador de distribuição na região Metropolitana de Curitiba

A fibra óptica é necessária na região metropolitana de Curitiba e a fibra óptica é necessária com o mesmo comprimento do alimentador principal. Não é necessário instalar a fibra óptica na cidade de Curitiba devido à utilização da fibra existente.

A linha de energia adicional para o ponto de conexão é planejada da seguinte forma.

- No caso da cidade de Curitiba: não precisa porque 3 pontos de conexão foram instalados.
- No caso da região metropolitana de Curitiba: 3km/alimentador é necessário com base no projeto de rede explicado antes (6km/ponto de conexão é necessário.  $6\text{km} \times 1/2 = 3\text{km/alimentador}$ . Há 2 pontos de conexão existentes na região metropolitana de Curitiba, de modo que um ponto precisa ser construído e o comprimento é 3 km.)

O banco capacitor e SVR não é necessário na cidade de Curitiba devido a boa qualidade de energia, mas o equipamento é necessário na região metropolitana de Curitiba e a quantidade necessária é planejada conforme 1 unidade / alimentador.

O número de subestações e instalações / equipamentos na Cidade de Curitiba e na região metropolitana é resumido na Tabela 6.2-2.

Tabela 6.2-2 Número de instalações e equipamentos para cada cidade na região de Curitiba

	S/S	Alimentador	RTU para Subestação	Cabo de fibra óptica (Km)	Linha de Distribuição (OH Km)		O.H (ALBS+RTU)		Religador		SVR		Banco de Capacitores	
				Adicional	Existente	Adiciona	Existente	Adicional	Existente	RTU Adicional	Existente	Adicional	Existente	Adicional
Adrianópolis	1	1	1	6.3	2.8	3	0	7	6	6	0	1	0	1
Agudos do Sul	1	2	1	28.6	26.5	6	0	13	7	7	0	2	0	2
Almirante Tamandare	1	4	1	68.1	410	12	0	26	7	7	3	4	3	4
Araucaria	2	17	2	294.6	785	51	0	111	20	20	5	17	6	17
Balsa Nova	1	2	1	44.3	171	6	0	13	6	6	0	2	0	2
Bocaiuva Do Sul	1	2	1	61.2	180	6	0	13	4	4	0	2	0	2
Campina Grande Do Sul	1	3	1	91.5	356	9	0	20	9	9	4	3	1	3
Campo Magro	0	0	0	0	133	0	0	0	2	2	0	0	0	0
Cerro Azul	1	3	1	79.4	552	9	0	20	6	6	4	3	0	3
Colombo	1	9	1	163.3	501	27	0	59	16	16	6	9	6	9
Contenda	1	2	1	56.2	521	6	0	13	7	7	3	2	0	2
Curitiba	22	215	22	1073.4	3655	0	400	968	97	97	5	0	154	0
Doutor Ulysses	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	0	0
Itaperucu	0	0	0	0	83	0	0	0	1	1	0	0	0	0
Lapa	2	9	2	284.7	1431	27	0	59	14	14	10	9	1	9
Mandirituda	2	8	2	308.9	654	24	0	52	9	9	5	8	0	8
Pinhais	1	3	1	102	665	9	0	20	7	7	1	3	11	3
Piraquara	1	6	1	91.3	286	18	0	39	10	10	1	6	3	6
Quatro Barras	1	7	1	120.2	283	21	0	46	13	13	2	7	5	7
Quitandinha	1	3	1	125.4	490	9	0	20	7	7	2	3	0	3
Rio Branco Do sul	1	3	1	136	175	9	0	20	12	12	9	3	2	3
Sao Jose Dos Pinhais	4	32	4	598.1	1146	96	0	208	55	55	8	32	14	32
Tijucas Do Sul	1	2	1	49.4	269	6	0	13	5	5	2	2	0	2
Tunas Do Parana	2	2	2	339.1	260	6	0	13	7	7	0	2	1	2
Nº. Total	50	335	50	4122	13273.8	360	400	1753	528	528	70	120	207	120
				*3	*2		*1		*5		*4		*4	

(Nota) \*1. ALBS com RTU; Cidade de Curitiba = 4,5 Unidades/Alimentador, e Região Metropolitana = 6,5 Unidades/Alimentador

\*2. Cabo Ótico; o comprimento = Comprimento da linha do Alimentador Principal (Km)

\*3. Linha de Energia Adicional; Cidade de Curitiba = 1 Km/Alimentador e Região Metropolitana = 6 Km/Alimentador

\*4. Banco de Capacitores e SVR; Cidade de Curitiba =0 e Região Metropolitana = 1/Alimentador

\*5. Religador; Unidades existentes

(Fonte: Equipe de Pesquisa JICA)

Com base na explicação mencionada acima, o escopo e quantidade do projeto recomendado é resumido conforme mostrado na Tabela 6.2-3.

Tabela 6.2-3 Escopo e quantidade do projeto recomendado

Sistema / instalações	Quantidade
DAS / DMS	1 sistema (Sistema Dual)
AMI	1 sistema (Sistema Dual)
RTU para Subestação	50 conjuntos
Relé de proteção e o trabalho de adaptação	50 conjuntos
RTU	1.753 unidades
SVR	120 unidades
Capacitor	120 unidades
LBS	1.753 unidades
RTU para Religadores existentes	528 unidades
Concentrador	2.200 unidades*
SM	220.000 unidades
Linha de distribuição OH (para loop)	360 km
Fibra óptica	4.122 km

\*1 Concentrador é necessário para 100 SMs com base na experiência.

(Fonte: Equipe de Pesquisa JICA)

### 6.2.3 Serviço de consultoria

Os seguintes especialistas para consultoria deste projeto são necessários devido ao primeiro projeto na COPEL a fim de atingir uma construção/operação correta.

#### 1) Engenheiro internacional

- Engenheiro de Smart grid/Gerente de projeto
- Engenheiro de DAS/DMS
- Engenheiro de comunicações
- Engenheiro elétrico (Equipamentos de distribuição)
- Engenheiro elétrico (Subestação e relé de proteção)
- Engenheiro de rede de distribuição
- Engenheiro de medidor inteligente/AMI

#### 2) Equipe/engenheiro local

Equipe/engenheiros locais também são necessários para dar suporte aos engenheiros estrangeiros e para conduzir conversas corretas em português.

O consultor de engenharia que será selecionado vai realizar principalmente os trabalhos abaixo:

- Implementar o design básico para centro de Controle de DAS/DMS e a função

- Implementar o design básico para rede de comunicação e o método para comunicar entre o centro de controle, RTU, Concentrador e medidor inteligente.
- Implementar o design básico/em detalhes para as instalações da subestação, incluindo o relé de proteção que pode detectar falha do aterramento no transformador de conexão delta com aterramento por reatância.
- Implementando o design básico e em detalhes para o equipamento elétrico como RTU, ALBS, SVR, controle do Capacitor e assim por diante.
- Implementar o design básico para a rede de distribuição para instalar novos ALBS e construir a linha de conexão.
- Implementar o design básico para o sistema AMI e o medidor Inteligente/Concentrador.
- Fornecer os documentos propostos para o design de rede inteligente.
- Implementar a avaliação da proposta e informar os resultados para a COPEL
- Apoiar o cliente no escopo de aquisição de mercadorias, serviços e trabalhos
- Controle e supervisão dos trabalhos para garantir a conformidade com os requisitos do contrato.
- Apoiar o cliente na aceitação dos trabalhos.
- Monitoramento e aprovação da implementação das medidas social e ambiental.
- Organizar o treinamento técnico para a COPEL

O cronograma de engenharia está anexado no Apêndice 6-1. Para a organização do projeto, consulte as informações anexas no Capítulo 7, Cláusula 7.3.

## **6.3 Design Básico**

### **6.3.1 Rede de Distribuição**

#### **1) Configuração da Rede (Divisão em Seções)**

A configuração da rede na Região Metropolitana de Curitiba, especificamente na área urbana (Cidade de Curitiba), possui um sistema em loop e em seções, que pode se conectar com alimentadores adjacentes. No entanto, a maioria dos LBS nos pontos de conexão com os alimentadores adjacentes são manuais no momento. Portanto, a configuração da rede na área urbana (Cidade de Curitiba) possui problemas ao precisar de muito tempo para alocar os pontos falhos e restaurar o isolamento da linha de distribuição de uma área defeituosa de acordo com o dever do LBS. Por outro lado, em relação à rede de distribuição nas áreas suburbanas (outras áreas exceto a Cidade de Curitiba: 23 Municípios), embora o sistema em loop com LBS manual é adotado em áreas próximas das subestações, a maioria das

configurações de rede nas áreas suburbanas (outras áreas exceto a Cidade de Curitiba: 23 Municípios) são um sistema radial.

A fim de fazer uma operação efetiva do DAS (Sistema de Automação da Distribuição), deve ser muito importante adotar o Disjuntor de Carga Automático (ALBS) na configuração de rede. A corrente de carga deve ser examinada e balanceada em cada seção da configuração da rede, oferecendo pontos em loop efetivos. No entanto, no sistema de distribuição da COPEL, este sistema de ponto em loop efetivo não foi estabelecido.

Portanto, o exame do balance da corrente de carga e a construção dos pontos em loop serão focados neste estudo. Conforme mencionado acima, uma vez que a configuração de rede da área urbana (Cidade de Curitiba) na Região Metropolitana de Curitiba é consideravelmente diferente das áreas suburbanas (outras áreas exceto a Cidade de Curitiba: 23 Municípios), portanto as duas áreas serão examinadas respectivamente a fim de descobrir a configuração de rede mais apropriada no Projeto para cada uma das áreas.

Além disso, a configuração de rede adequada para a futura demanda para os próximos 10 anos é considerada com base no pressuposto de que a demanda de eletricidade cresce 4~6% por ano aprovada em 2.4.2 Previsão e Situação Presente de Demanda e Fornecimento na Região Metropolitana de. (Área Urbana (Cidade de Curitiba): 4%, Área Suburbana (Outras Áreas do que a Cidade de Curitiba: 23 Municípios: 6%)

#### • **Área Urbana (Cidade de Curitiba)**

A Tabela 6.3.1-1 descreve as características do sistema de distribuição na área urbana (Cidade de Curitiba) analisadas com base na resposta da COPEL para o questionário da equipe. A composição da rede no Projeto será considerada com base na configuração da rede existente, que possui 642 pontos em loop no total e 3 pontos em loop para cada alimentador em média, e economizando custos de instalação, a configuração da rede e as instalações de distribuição existentes serão utilizadas ao máximo possível.

Tabela 6.3.1-1 Características do Sistema de Distribuição na Cidade de Curitiba

Nº. de SS	Nº. de Alimentadores	1 Alimentador Comprimento Médio (Km)	Demanda Pico Médio (kW)	Tensão Máxima Média (A)	Queda Tensão Média (%)	Queda de Tensão Permitida em Operação (%)	Duração da Queda (Horas)	Fator de energia Média	Nº. de Pontos em Loop	Pontos em Loop Médios em 1 Alimentador
22	215	17	4.499	200	2,19	7,00	7,81	0,94	642	3,0

\*O Apêndice 6-1 exibe a configuração típica de rede na área urbana como uma das referências.

(Fonte: Criado pela Equipe de Pesquisa JICA com base na resposta da COPEL)

Tabela 6.3.1-2 Transição da Corrente na Cidade de Curitiba

	Média de Corrente Máxima (A)	Taxa de Aumento (%)
2012	200	—
2013	212	6
2014	225	6
2015	238	6
2016	252	6
2017	268	6
2018	284	6
2019	301	6
2020	319	6
2021	338	6
2022	358	6

(Fonte: Criada pela Equipe de Estudo JICA)

Embora existam 2 instalações de distribuição básica, como a linha de distribuição e o Disjuntor do Alimentador (FCB) para o exame da configuração da rede aqui, o FCB foi selecionado neste estudo porque o FCB de mesma capacidade de corrente é usado na distribuição, no qual diferentes correntes de carga fluem.

A capacidade de corrente para o FCB da COPEL é de 600A. Com base na capacidade de corrente, a corrente permissível em um alimentador para é calculada para 480A, conforme mostrado na fórmula a seguir considerando a margem de segurança durante a corrente de carga em uma linha defeituosa carregada junto

$$\text{FCB600A (Capacidade)} \times 80\% \text{ (Margem de Segurança para Sobrecarga)} = 480^a$$

Por outro lado, a corrente média máxima dos alimentadores em 2012 é de 358A, conforme descrito na Tabela 6.3.1-2, portanto, a corrente de carregamento adicional em um alimentador para reforçar o alimentador adjacente no momento da falha de energia será de aproximadamente 98A ( $480\text{A} - 358\text{A} = 122\text{A} \times 80\%$ ). Consequentemente, a corrente máxima em uma das seções divididas no alimentador adjacente deverá ser inferior a 98A.

Considerando o SAIDI mínimo, é desejável minimizar a área de corte de energia o máximo possível. É necessário estar interconectado por pelo menos três alimentadores adjacentes ( $270\text{A} / 98\text{A} = 2,8$  vezes) para dividir a corrente de carga requerida por todas as seções sem falha, porque a capacidade restante de um alimentador adjacente é de 98A e a capacidade total requerida é de 270A ( $358\text{A} / 4$  seções  $\times$  3 seções) sem a seção com falha.

A partir da análise acima, concluímos que a configuração de rede mais apropriada no Projeto na área urbana (Cidade de Curitiba) deve ser de “4 Seções com 3 Pontos em Loop”, conforme mostrado na Figura 6.3.1-1.

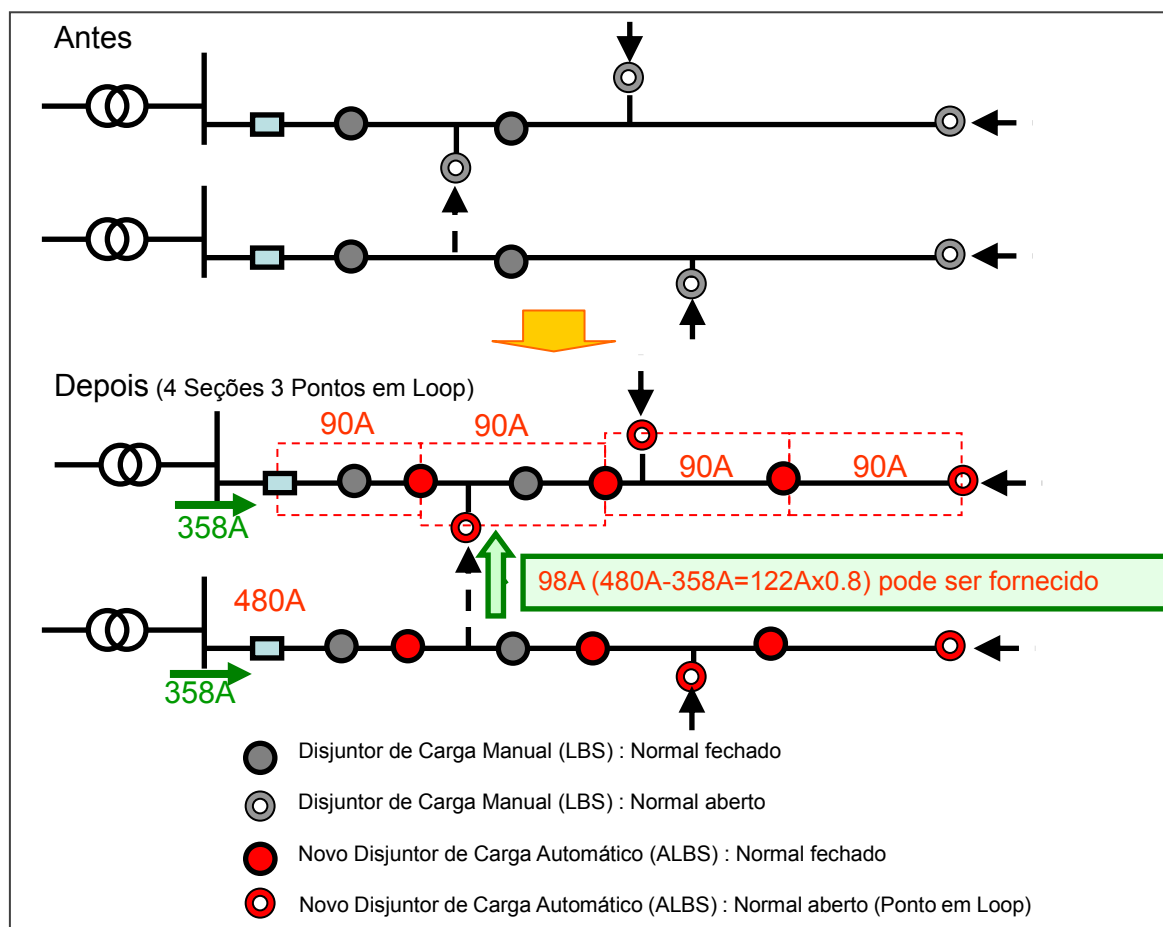


Figura 6.3.1-1 Visão Geral das 4 Seções com 3 Pontos em Loop

(Fonte: Equipe de Pesquisa JICA)

O efeito por minimização da duração queda de energia pela configuração da rede denominada “4 seções com 3 pontos em loop” é que a duração da queda de energia será diminuída em aproximadamente 2 horas (25% da duração de queda anterior), porque a restauração em 3 das 4 seções divididas será energizada imediatamente em comparação com a condição anterior à instalação do ALBS.

#### • Áreas Suburbanas (Outras áreas exceto a Cidade de Curitiba: 23 Municípios)

A Tabela 6.3.1-3 descreve as características do sistema de distribuição nas áreas suburbanas (outras áreas exceto a Cidade de Curitiba: 23 Municípios) analisadas com base na resposta da COPEL ao questionário. As 2 características marcantes das áreas suburbanas são que a duração da queda de energia é maior e o comprimento médio do alimentador é longo. A duração da queda de energia prolongada significa que leva um longo tempo para alocar o ponto de falha e recuperar a falha. Do mesmo modo, o alimentador longo resulta em uma duração maior da alocação do ponto de falha. A instalação do DAS (Sistema de Automação de Distribuição) na área com estas características irá afetar muito na diminuição da duração da alocação do ponto de falha, para que a diminuição da duração da alocação do ponto de falha seja o foco principal no exame da configuração de rede nesta área no Projeto.

O método de aprimoramento para diminuir a duração da alocação do ponto de falha é a configuração efetiva do ALBS (Disjuntor de Carga Automático), que equivale à composição de rede efetiva por ALBS (Disjuntor de Carga Automático). Além disso, o número mais apropriado de seções de 1 alimentador será examinado de acordo com as características do sistema de distribuição nas áreas suburbanas (outras áreas exceto a Cidade de Curitiba: 23 Municípios), porque o número de seções em um alimentador afeta a redução da duração da queda de energia, conforme foi mencionado acima.

Tabela 6.3.1-3 Características do Sistema de Distribuição nas Áreas Suburbanas (23 Municípios)

Nº. de SS	Nº. de Alimenta- dores	1 Alimentador Comprimento Médio (Km)	Demanda Pico Médio (kW)	Tensão Máxima Média (A)	Queda Tensão Média (%)	Queda de Tensão Permitida em Operação (%)	Duração da Queda (Horas)	Fator de energia Média	Nº. de Pontos em Loop	Pontos em Loop Médios em 1 Alimen- tador
28	120	103	3,551	163	4,50	7,00	33,81	0,91	298	2,4

\*O Apêndice 6-2 exibe a configuração típica de rede na área suburbana como uma das referências.

(Fonte: Criado pela Equipe de Pesquisa JICA com base na resposta da COPEL)

Tabela 6.3.1-4 Transição da Corrente, exceto na Cidade de Curitiba (23 Municípios)

	Média de Corrente Máxima (A)	Taxa de Aumento (%)
2012	163	—
2013	170	4
2014	176	4
2015	183	4
2016	191	4
2017	198	4
2018*	192	4
2019	199	4
2020	207	4
2021	215	4
2022	224	4

\*2018 é o ano de começar a operar o Projeto e a melhoria (0,91→0,98) pelo Capacitor está inclusa.

(Fonte: Criado pela Equipe de Estudo JICA)

A duração da queda de energia real no ano de 2012 foi de 33,81 horas, conforme mostrado na Tabela 6.3.1-2. Como a duração da queda na área urbana (Cidade de Curitiba) é de aproximadamente 2 horas após instalar ALBS (Disjuntor de Carga Automático), a quantidade de perda de energia por uma seção na queda de energia na área urbana (Cidade de Curitiba) pode ser calculada da seguinte forma;

#### 【Pré-condição】

- A quantidade de perda de energia em todas as seções sem falha é “0”, porque a duração da queda de energia minimizada em todas as seções sem falha após instalar ALBS poderia ser em alguns



minutos.

- A queda de energia na seção de falha é de 2 horas.

A quantidade de perda de energia na seção de falha na área urbana (Cidade de Curitiba)

$$= 358A \text{ (Cidade de Curitiba em 2022)} / 4 \text{ Seções} \times 2 \text{ horas} = 179Ah$$

Assumindo que o alvo nas áreas suburbanas (outras áreas exceto a Cidade de Curitiba: 23 Municípios) está no mesmo nível do que a quantidade de perda de energia na seção de falha na área urbana (cidade de Curitiba) após instalar ALBS, a configuração de rede nas áreas suburbanas (outras áreas exceto a Cidade de Curitiba: 23 Municípios) precisa de 6 seções divididas com base no seguinte cálculo.

O número de seções divididas nas áreas suburbanas (outras áreas exceto a Cidade de Curitiba: 23 Municípios) é “N”,

- Corrente na seção de falha (A) :  $224A \text{ (as áreas suburbanas em 2022)} / N$
- Duração da Queda de Energia (h) :  $33,81h \text{ (da Tabela 6.3.1-3)} - 33,81h \times (N-1) / N$

Com base no mencionado acima,

A quantidade de perda de energia na seção de falha nas áreas suburbanas (outras áreas exceto a Cidade de Curitiba: 23 Municípios) é

$$224 / N \times (33,81 - 33,81 \times (N-1) / N) = 7.573 / N^2$$

No caso do alvo (a mesma quantidade de perda de energia na seção de falha entre a cidade de Curitiba e 23 Municípios) que está no mesmo nível,

$$7.573 / N^2 = 179$$

$$N = 6,5$$

Além disso, o comprimento do alimentador de 1 seção será de aproximadamente 17,2 km quando ele for dividido em 6 seções, pois o comprimento médio do alimentador é de 103 km. Isso não será muito longo para localizar o ponto de falha e recuperá-la em 6 horas, porque normalmente é completo em 2~3 horas em regiões montanhosas no Japão, onde as linhas de distribuição normalmente têm o comprimento de dezenas de quilômetros. Assim, poderá ser possível para a COPEL também se o mesmo conceito for adotado no Projeto.

O número de pontos em loop será examinado com base na capacidade do FCB do mesmo modo que na área urbana (Cidade de Curitiba). No entanto, uma vez que levará mais tempo para alocar o ponto de falha e recuperá-lo devido a alimentadores mais longos em comparação com a área urbana (Cidade de Curitiba), a duração do reforço para alimentadores adjacentes será mais longo em comparação com a área urbana (Cidade de Curitiba). Por este motivo, a corrente permissível é de 420A ao se assumir que a margem de segurança de sobrecarga é de 70% no momento do reforço dos alimentadores adjacentes.

$$\text{FCB600A (Capacidade)} \times 1/2 (N+1) \times 70\% (\text{Margem de Segurança para Sobrecarga}) = 420\text{A}$$

A corrente máxima média dos alimentadores nas áreas suburbanas (outras áreas fora a cidade de Curitiba: 23 Municípios) em 2012 é de 224A, conforme mostrado na Tabela 6.3.1-4, portanto a corrente de carga adicional em um alimentador para reforçar alimentadores adjacentes durante falha de energia será de aproximadamente 200A (420A – 224A), com base na capacidade atual de FCB.

No entanto, muitas linhas de distribuição que têm pequena corrente de carga permitida são existentes nas áreas suburbanas (outras áreas exceto a Cidade de Curitiba: 23 Municípios), de modo que pode ser difícil carregar a corrente adicional para reforçar o alimentador com falha, durante a falha. Portanto, o número necessário de alimentadores adjacentes na configuração de rede de 6 seções divididas é considerado com base no modelo das áreas suburbanas (outras áreas exceto a Cidade de Curitiba: 23 Municípios), que têm linhas de distribuição 336MCM, 4/0AWG e 2/0AWG nas primeiras 2 seções divididas, o meio das 2 seções divididas e as últimas 2 seções divididas, respectivamente, como descrito na Figura 6.3.1-2.

A partir do resultado desta consideração, 255A (365Ax70%) no meio das 2 seções divididas é a limitação do reforço para alimentadores adjacentes durante a queda de energia com base na consideração da corrente permitida de 4/0AWG (365A) e a margem de segurança (70%) no momento de reforço para os alimentadores adjacentes. Por outro lado, a passagem de corrente no meio das 2 seções divididas é 149A com base na média de corrente máxima de um alimentador nas áreas suburbanas (outras áreas exceto a Cidade de Curitiba: 23 Municípios) em 2022, então, no possível reforço de corrente para o alimentador adjacente no meio das 2 seções divididas é 106A (255A-149A). Em conformidade, o número necessário de alimentadores adjacentes na configuração de rede de 6 seções divididas é decidido com base no possível reforço de corrente (106A) no meio das 2 seções divididas.

Além disso, a média de corrente máxima de um alimentador nas áreas suburbanas (outras áreas exceto a Cidade de Curitiba: 23 Municípios) é 224A em 2022 e a corrente de uma seção dividida é 37,5A (224A/6seções), portanto, o número de seções fornecidas por uma alimentador adjacente é 2 seções (37,5,A x 2 Seções =75A < 106A), e a fim de fornecer eletricidade para as primeiras 2 seções divididas e as últimas 2 seções divididas também, pelo menos 3 alimentadores adjacentes são necessários.

A partir da análise acima, a configuração de rede mais apropriada no Projeto em áreas suburbanas (outras áreas exceto a Cidade de Curitiba: 23 Municípios) é de “6 Seções com 3 Pontos em Loop” que é mostrado na Figura 6.3.1-2.

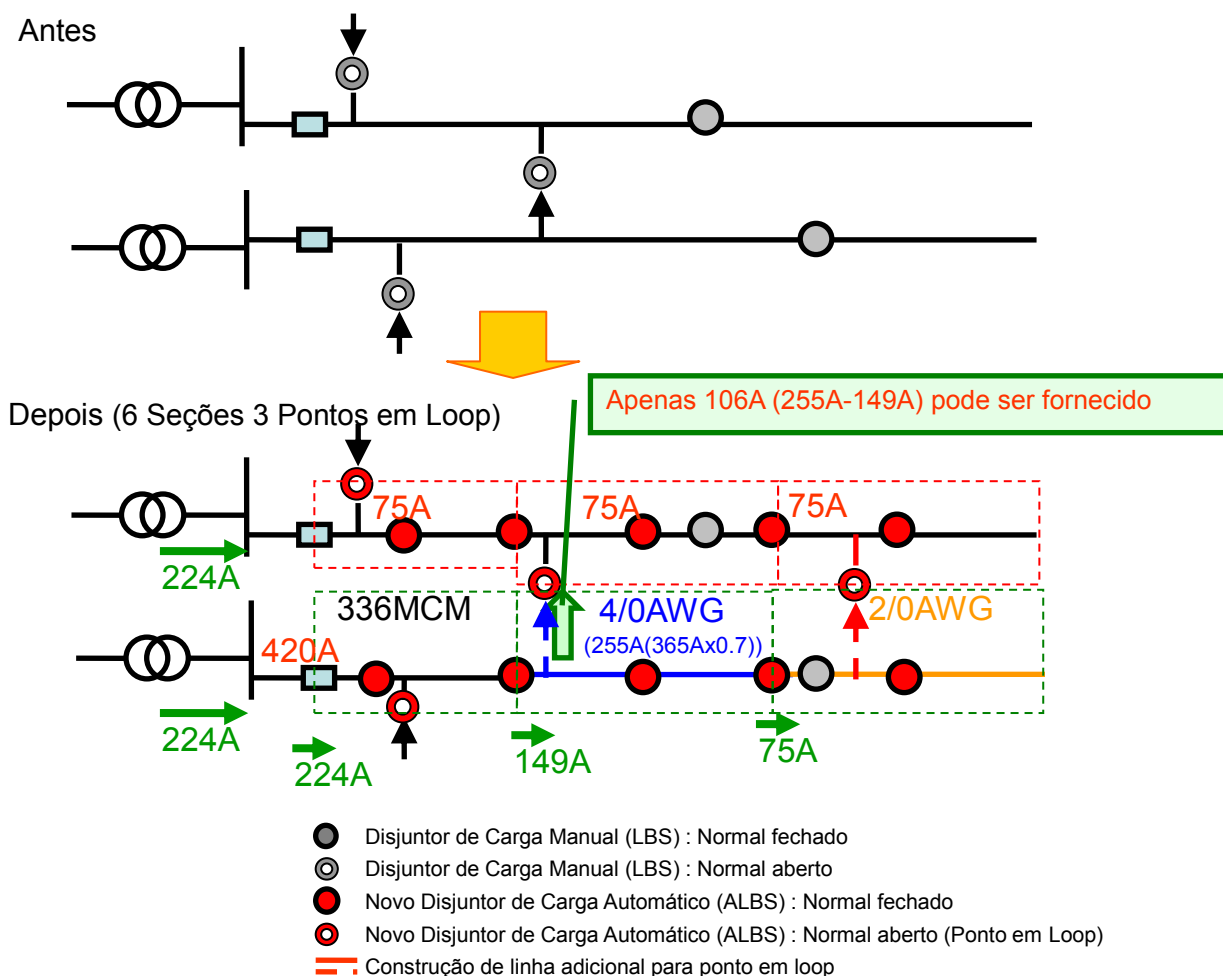


Figura 6.3.1-2 Visão Geral das 6 Seções com 3 Pontos em Loop

(Fonte: Equipe de Pesquisa JICA)

## 2) Formação de Loop

### • Área Urbana (Cidade de Curitiba)

Conforme analisado em 6.3.1 1) Configuração de Rede, a configuração de rede mais apropriada no Projeto na área urbana (Cidade de Curitiba) é “4 Seções com 3 Pontos em Loop”, e o número médio de pontos em loop na área é de 3, conforme mostrado na Tabela 6.3.1-1. Por este motivo, é mais considerado que a construção em pontos em loop possa substituir o LBS manual (Disjuntor de Carga) para ALBS (Disjuntor de Carga Automático). No entanto, é considerado estender as linhas de distribuição por 1 km / alimentador neste estudo, porque os pontos em loop podem ser mudados no projeto detalhado a fim de melhorar a eficiência do DAS (Sistema de Automação de Distribuição).

Além disso, os tamanhos dos principais cabos de distribuição na área urbana (Cidade de Curitiba) são  $185\text{mm}^2$  e 336MCM e suas correntes de carga permitidas são 525A e 510<sup>a</sup>, respectivamente. Com base nas informações, aumentar o tamanho da linha de distribuição após instalar DAS deve ser considerado e seu resultado não é necessário.

Em conformidade, não é necessário alterar para o maior tamanho do cabo para linhas de distribuição adicionais para fazer pontos em loop na área urbana (Cidade de Curitiba).

• **Áreas Suburbanas (Outras áreas exceto a Cidade de Curitiba: 23 Municípios)**

A configuração de rede mais apropriada no Projeto em áreas suburbanas (outras áreas exceto a Cidade de Curitiba: 23 Municípios) é de “6 Seções com 3 Pontos em Loop” conforme foi analisado em 6.3.1 1) Composição de Rede, e também 1 novo ponto em loop adicional precisa ser construído, porque o número de pontos em loop médios em 1 alimentador na área é de 2. A linha de distribuição precisa ser estendida a fim de construir 1 ponto em loop adicional, e o comprimento da extensão 3 km/alimentador (6km/2 alimentadores), considerando-se o número de alimentadores e o tamanho da área (consulte a Tabela 6.3.1-5).

Tabela 6.3.1-5 Raio na Área de Abastecimento em 1 Alimentador nas Áreas Suburbanas

Área Total dos 23 Municípios	13.695 km <sup>2</sup>
Nº. de Alimentadores	123 Alimentadores
Área de Alimentação em 1 Alimentador	111 km <sup>2</sup>
Raio na área de Alimentação em 1 Alimentador	6 km

(Fonte: Criado pela Equipe de Pesquisa JICA com base na resposta da COPEL)

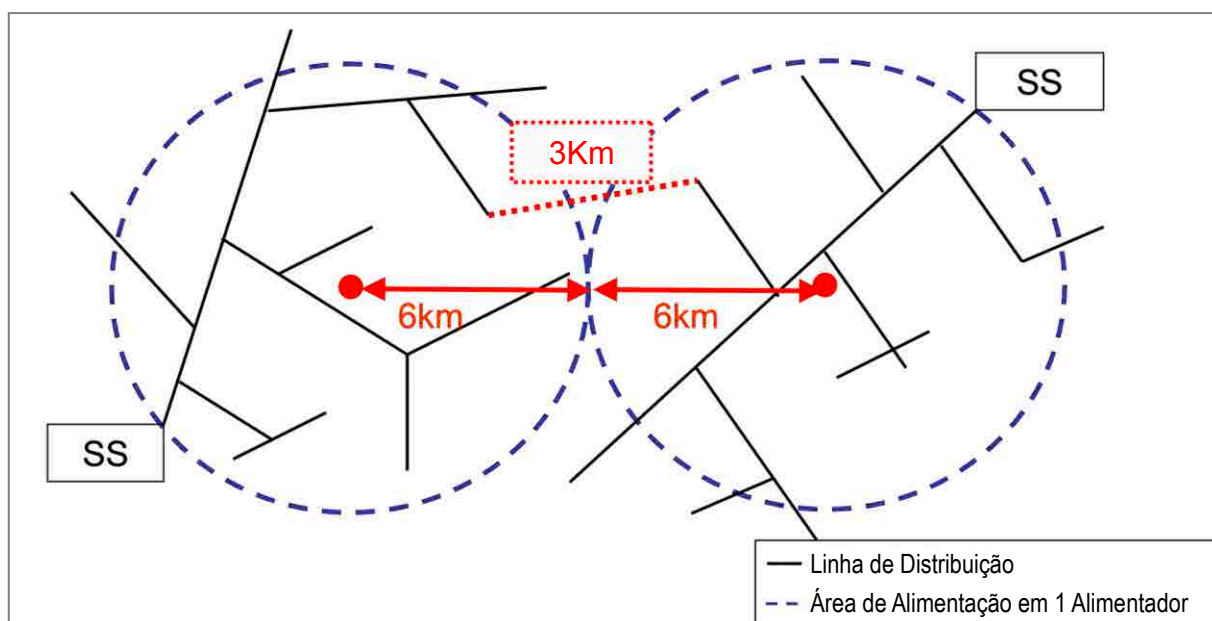


Figura 6.3.1-3 Conceito da Visão Geral do Raio na Área de Abastecimento em 1 Alimentador nas Áreas Suburbanas

(Fonte: Equipe de Pesquisa JICA)

### 6.3.2 Centro de Controle

O Centro de Controle consiste principalmente do servidor DAS/DMS, do servidor AMI, do servidor de Comunicações e do dispositivo de comunicação (LAN, Gate Way, etc.) conforme mostrado na Figura

6.3.2-1 e 6.3.2-2.

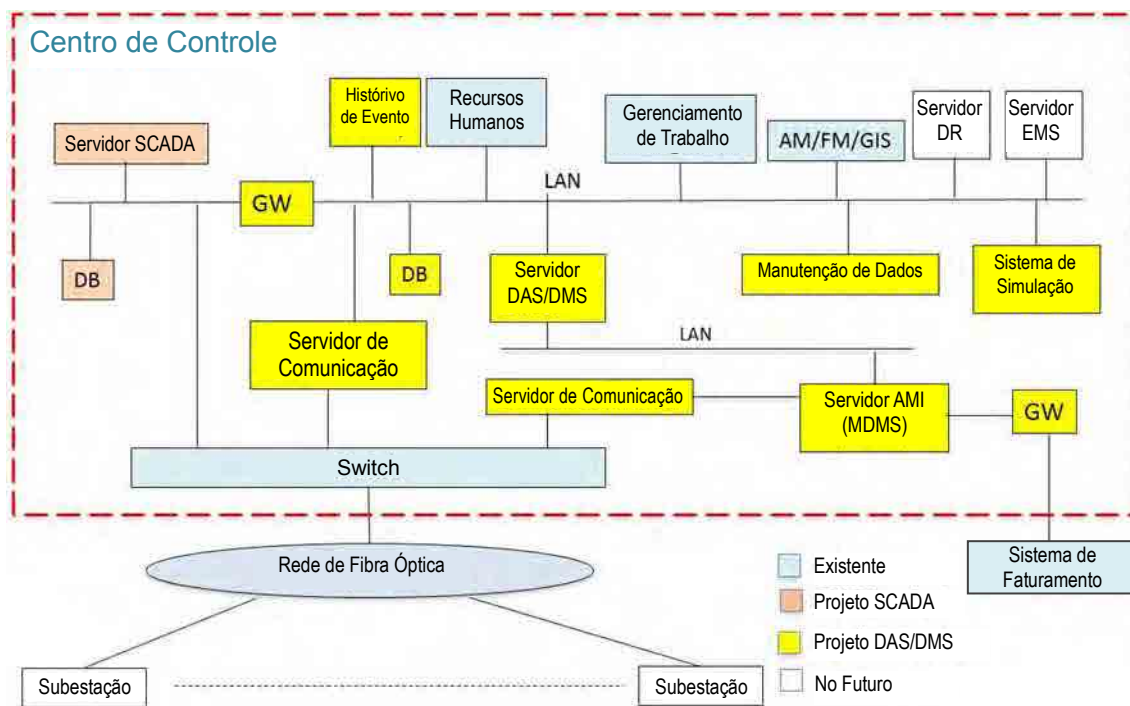


Figura 6.3.2-1 Conceito do Centro de Controle

(Fonte: Equipe de Pesquisa JICA)

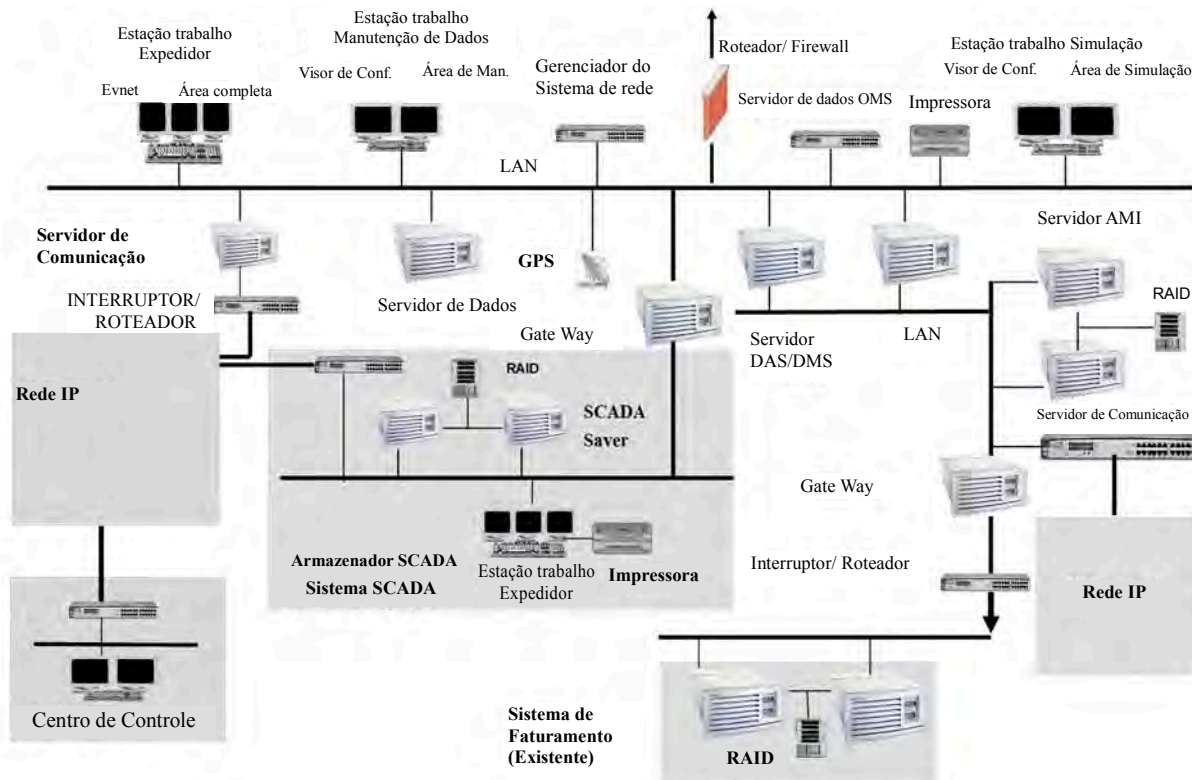


Figura 6.3.2-2 Configuração do Centro de Controle

(Fonte: Equipe de Pesquisa JICA)



Visor do Mapa

O equipamento de distribuição pode ser monitorado e controlado neste visor do mapa.

Figura 6.3.2-3 Visor do Mapa

(Fonte: Equipe de Pesquisa JICA)

#### 1) Conceito Básico do DAS/DMS

- O DAS/DMS será instalado no centro de operações existente da Cidade de Curitiba e monitorar / controlar as instalações de distribuição (Subestações / LBS / SVR Automático / Capacitor para Controle Var / religador existente) nas 23 cidades na Região Metropolitana de Curitiba e na Cidade de Curitiba.
- O DAS/DMS pode gerenciar 200.000 pontos (equipamentos) que consistem de 20 medidas (V / I) dados de status. Existem 50 subestações e 335 alimentadores na região de Curitiba.

$$50 \times 2 \text{ bancos} \times 20 \text{ pontos} + 335 \text{ alimentadores} \times 10 \text{ pontos} < 200.000 \text{ pontos}$$

Portanto, o DAS / DMS pode gerenciar todos os equipamentos na região de Curitiba.

- No futuro, o DAS/DMS poderá gerenciar todas as instalações de distribuição o Estado do Paraná devido à capacidade suficiente e comunicação de alta velocidade, conforme mostrado na Figura 6.3.2-4.

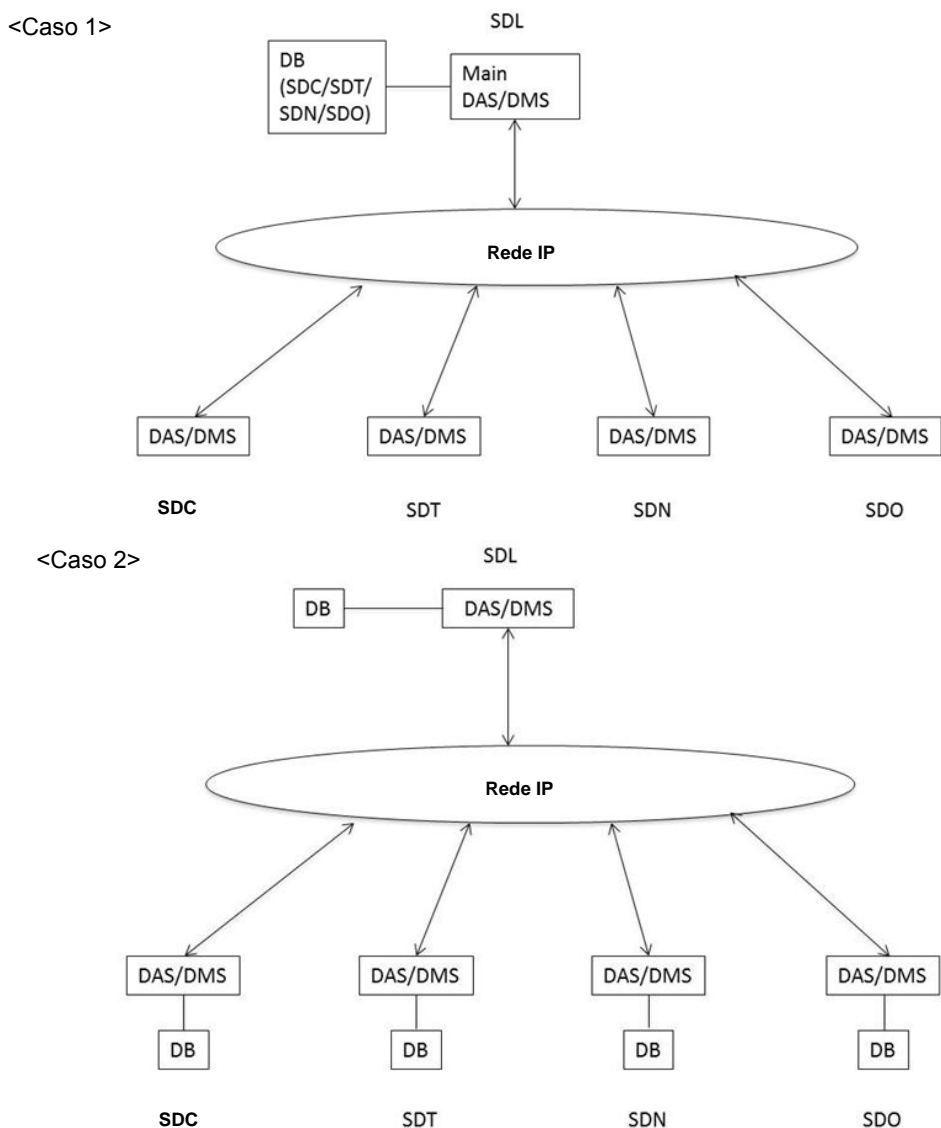


Figura 6.3.2-4 Configuração do sistema (Comunicações Caso 1 e Caso 2)

*(Fonte: Equipe de Pesquisa JICA)*

Existem os dois casos a seguir para gerenciar todas as instalações de distribuição no Estado do Paraná e a comparação é mostrada na Tabela 6.3.2-1.

<Caso 1>

Primeiramente, um (1) DAS/DMS com Banco de Dados (DB) será instalado no SDL (Região da Cidade de Curitiba) e gerenciar o SDL como 1º estágio. No próximo estágio, o DAS/DMS sem DB será instalado em 4 escritórios filiais (SDL / SDT / SDN / SDO) e poderá gerenciar cada área pelo recebimento de dados do DB se o centro do DAS / DMS no SDL não puder gerenciar. Portanto, o investimento do DAS / DMS nos escritórios filiais será economizado.

<Caso 2>

Primeiramente, um (1) DAS/DMS com DB será instalado no SDL como no caso 1. No próximo

estágio, o DAS/DMS com DB será instalado nos 4 escritórios filiais (SDL / SDT / SDN / SDO) e poderá gerenciar as áreas filiais com facilidade. O DB poderá ser armazenado com todos os dados das filiais, para que o DAS/DMS em 5 centros de controle possa gerenciar todas as instalações de distribuição como sistema dual.

Tabela 6.3.2-1 Comparação do sistema integrado do centro de controle

	1 sistema integrado (Caso 1)	1 sistema / ramal (Caso 2)
Operação	O DAS/DMS principal normalmente opera em todas as instalações no Estado do Paraná	Cada DAS/DMS irá operar a área filial
Multi-falha (ocorrem muitas falhas)	O DAS/DMS principal requer que o DAS/DMS filiar opera e envie os dados para o DAS/DMS filial	Cada DAS/DMS pode operar a área gerenciada por tratamento distribuído.
Manutenção	Fácil no DB principal	Os dados revisados devem ser enviados para cada DB
Custo	Baixo	Alto

(Fonte: Equipe de Pesquisa JICA)

- O DAS/DMS será instalado no centro de controle em Curitiba e poderá monitorar/controlar as instalações de distribuição na Região Metropolitana de Curitiba, incluindo a Cidade de Curitiba. O SCADA também será instalado no mesmo centro de controle na Cidade de Curitiba e poderá monitorar/controlar as subestações de distribuição (69/13,8 kV) na região metropolitana de Curitiba. O DAS/DMS e o SCADA serão conectados por LAN nos centros de controle conforme mostrado na Figura 6.3.2-1

## 2) Funções Básicas do DAS/DMS

A função básica do DAS/DMS é a seguinte.

Tabela 6.3.2-2 Função do DAS/DMS

Função	Conteúdo
1. Análise de Conectividade de Rede (NCA)	A NCA conduz a análise requerida e fornece visualizações do ponto de alimentação de diversas cargas de rede. Com base no status de todos os dispositivos de comunicação, como <u>disjuntores</u> (CB), <u>Ring Main Unit</u> (RMU) e/ou <u>isoladores</u> que afetam a topologia da rede modelada, a topologia de rede prevalecente é determinada. A NCA dá assistência adicional ao operador para saber do status operacional da rede de distribuição indicando o modo radial, loops e paralelos na rede.
2. Cronograma de Comutação & Gerenciamento de Segurança	Os engenheiros de controle preparam os cronogramas de comutação para isolar e tornar uma seção da rede segura antes de o trabalho ser realizado, e o DMS valida os cronogramas usando seu modelo de rede. Os cronogramas de comutação podem combinar operações de comutação (local) tele controlada e manual. Quando a seção requerida foi tornado segura, o DMS permite que um documento de Autorização de Trabalho (PTW) seja emitido. Após seu cancelamento, quando o trabalho tiver sido concluído, o cronograma de comutação então facilita a restauração dos arranjos de operação normal. O modelo de componente/conectividade de rede, e os



	diagramas associados, serão mantidos absolutamente atualizados.
3. Estimativa de Estado (SE)	<p>O fornecimento de uma estimativa confiável das tensões do sistema é direcionado principalmente em. Estas informações dos estimadores de estado fluem dos centros de controle e servidores de banco de dados em toda a rede. As variáveis de interesse são indicativas dos parâmetros como margens para limites operacionais, bom estado de conservação do equipamento e ação requerida do operador. Os estimadores de estado permitem o cálculo destas variáveis de interesse com alto grau de confiança apesar de o fato de que as medições possam ser corrompidas por ruído, ou podem estar faltando ou serem imprecisas.</p> <p>Embora talvez não sejamos capazes de observar diretamente o estado, ele pode ser deduzido a partir de um escaneamento das medições que são assumidas como sincronizadas. Os algoritmos precisam permitir que o fato da presença de ruído possa distorcer as medições. Em um sistema de energia típico, o Estado é praticamente estático. As constantes de tempo são suficientemente rápidas para que as dinâmicas do sistema se decomponham rapidamente (em relação à frequência de medição). Parece que o sistema é processado através de uma sequência de estados estáticos que são direcionados por diversos parâmetros, como mudanças no perfil de carga.</p>
4. Aplicação do Fluxo de Carga (LFA)	O estudo do fluxo de carga normalmente usa observações simplificadas, como um diagrama de única linha e se foca em diversas formas de alimentação CA, em vez de tensão e corrente. Ele analisa os sistemas de energia em uma operação em estado constante normal.
5. Controle Volt-VAR (VVC)	O VVC refere-se ao processo de gerenciamento de níveis de tensão em energia reativa (VAR) através dos sistemas de distribuição de energia. Pode haver cargas que contenham componentes reativos, como capacitores e indutores (como motores elétricos) que colocam tensão adicional na rede. Isso deve-se porque a porção reativa destas cargas fazem com que elas consumam mais corrente do que uma carga resistiva comparável pudesse consumir. A corrente irregular resulta em violações de sobretensão/subtensão, bem como em aquecimento de equipamentos como transformadores, condutores, etc., que podem até precisar de redimensionamento para transportar a corrente total. Um sistema de energia precisa controlar ao programar a produção, absorção e fluxo de energia reativa em todos os níveis do sistema. O aplicativo VVC deve ajudar o operador a mitigar estas condições ao sugerir planos de ação requeridos.
6. Aplicação de Propagação de carga	A propagação e restauração da carga de distribuição serão implementadas devido à falha do banco/subestação e déficit de pico.
7. Gerenciamento de Falha & Restauração do Sistema (FMSR)	O aplicativo DAS/DMS recebe informações de falha da RTU na subestação e as processa por identificação da falha e na execução do aplicativo de gerenciamento de comutação; os resultados são convertidos em planos de ação pelos aplicativos. O plano de ação inclui Ligamento/Desligamento dos disjuntores automáticos (LBS). O plano de ação pode ser verificado no modo de estudo fornecido pela funcionalidade. A comutação automática sem o estudo pode ser implementada mediante solicitação do operador. Quando a energia é fornecida para o lado da carga de uma seção com falha, o procedimento de comutação automático para considerar evitar sobrecarga e queda de tensão pode ser implementado.

8. Equilíbrio de Carga através da Reconfiguração do Alimentador (LBFR)	Para equilibrar as cargas em uma rede, o operador redireciona as cargas para outras partes da rede. O Gerenciamento de Carga do Alimentador (FLM) é necessário para permitir que você gerencie a entrega de energia no sistema de distribuição elétrica e identifique áreas com problemas. O Gerenciamento de Carga do Alimentador monitora os sinais vitais do sistema de distribuição e identifica as áreas de preocupação para que o operador de distribuição seja avisado de atenção e possa focar sua atenção de modo eficiente onde ela é mais necessária. A Reconfiguração do Alimentador também é usada para minimização de perda.
9. Previsão da Carga de Distribuição (DLF)	A Previsão da Carga de Distribuição (DLF) oferece uma interface estruturada para criação, gerenciamento e análise de previsões de carga. Os modelos precisos para previsão de carga de energia elétrica são essenciais para operação e planejamento de uma companhia concessionária de serviços. A DLF ajuda uma concessionária de energia a tomar decisões importantes, incluindo decisões de aquisição de energia elétrica, comutação de carga, bem como desenvolvimento de infraestrutura.
10. Sistema de Gerenciamento de Queda (OMS)	O OMS pode implementar a função de Detecção de Falha, Isolamento e Restauração (FDIR) automaticamente. Existem dois métodos de detecção de falhas, que significam detecção de Tensão e Corrente. O OMS pode implementar os dois métodos de acordo com uma solicitação da concessionária de energia. Detecção de corrente significa o método de detecção de falha de corrente e julga a seção com falha pelo servidor e/ou operador. Detecção de tensão significa o método de detecção de falha de tensão pela aplicação da energia de distribuição (tensão). A seção com falha pode ser detectada automaticamente com base no Ligamento/Desligamento do CB do Alimentador nas subestações.
11. Manutenção de Dados	A rede de distribuição é modificada diariamente devido ao incremento de carga (clientes), para isso a manutenção de dados fácil pelo operador (não fabricante) é necessária. A manutenção de dados pode ser implementada no monitor do servidor off-line pela interface homem-máquina. Os dados modificados incluem a conexão da subestação e as redes de distribuição podem ser refletidas automaticamente no servidor on-line pela solicitação do operador.
12. Simulação	A simulação do FMSR / LBFR / DLF / FDIR pode ser implementada no servidor off-line.
13. Integração com base no Padrão	Muitos software de aplicativos, que consistem de GIS / AMI (MDMS) / DR / EMS / SCADA, etc., podem ser facilmente conectados ao DAS/DMS pela utilização de API e protocolo internacional / comunicação (LAN / IEC 61850, etc.).

(Fonte: Equipe de Pesquisa JICA)

No caso do DAS/DMS, as seguintes funções são muito importantes com base em muita experiência por mais de 20 anos.

#### (1) Procedimento FDIR (em função OMS)

A operação automática para detectar e isolar a seção defeituosa é necessária para salvar a carga do operador devido aos muitos equipamentos e várias falhas. No caso de SCADA, não há problemas

devido a menos equipamentos e caso raro de falha de comparação com DAS/DMS, conforme mostrado na Tabela 6.3.2-3.

Tabela 6.3.2-3 Comparação entre SCADA e DAS/DMS

	SCADA	DAS/DMS
	Principalmente para transmissão	Principalmente para distribuição
Equipamentos/instalações para monitorar e controlar	Poucas (ex: Subestação de Alta Tensão:30 Linha de Transmissão: 180 Subestação de Distribuição: 60)	Muitos equipamentos / instalações (ex: Subestação: 60 – 200 Linha de Distribuição: 1000 – 3000 Equipamento de Distribuição: >10,000 )
Característica da Rede	Fixa	Alterada diariamente devido ao aumento de clientes
Trabalho normal (Sem falha)	Muito pouco (ex: uma operação/dia)	Muito (ex: mais de 100 operações / dia)
Trabalho Anormal (Falha)	Muito pouco (ex: várias operações/ano)	Muito (ex: mais de 10.000/ano)

(Fonte: Equipe de Pesquisa JICA)

Quando várias falhas ou falhas de banco ocorrem devido a desastres (chuvas fortes com trovões, etc.), o operador não consegue controlar diversos de equipamentos para detectar, isolar e restaurar as seções com falha com procedimentos precisos e rápidos. Portanto, a operação automática é necessária.

O SCADA não tem função para fazer os procedimentos FDIR automaticamente, de maneira que o conceito do sistema baseado no SCADA não é adequado para rede de distribuição, conforme mostrado na Tabela 6.3.2-3.

Quanto ao procedimento FDIR, há os seguintes dois métodos e a COPEL pode selecionar o melhor procedimento.

- o servidor DAS/DMS realiza os procedimentos FDIR e implementa automaticamente.
- o servidor DAS/DMS realiza os procedimentos FDIR e implementa até a detecção automática. Além disso, o servidor exibe o isolamento da falha e o procedimento de restauração, de maneira que o operador possa enviar o comando de implementação após a verificação do procedimento.

## (2) Função de manutenção

A rede de distribuição é alterada diariamente devido ao aumento de clientes, reparação de muitos equipamentos e assim por diante. Portanto, a manutenção de dados é necessária diariamente, de maneira que o trabalho fácil do funcionário da COPEL é necessário, sem a ajuda do fabricante, o que significa pagar muito dinheiro.

Quando a linha/seção de distribuição aumenta, a conexão da rede na base de dados deve ser alterada no software. No caso do SCADA, a Empresa de Energia pode pedir para o fabricante mudar o

software devido aos casos raros, o que significa um baixo custo. No entanto, a alteração da rede de distribuição é muita, o que significa um alto custo (maior que o custo inicial do projeto), se a Empresa de Energia pedir ao fabricante.

O DAS/DMS tem a função de manutenção de dados fácil, de maneira que o funcionário da COPEL possa alterar facilmente o software da rede de distribuição no console com uma interface homem-máquina.

### 6.3.3 Instalações da Subestação

As instalações da subestação referentes a este projeto consistem da RTU Mestre, SAS, instalações de comunicação e relés de proteção adicionais, conforme mostrado na Figura 6.3.3-1.

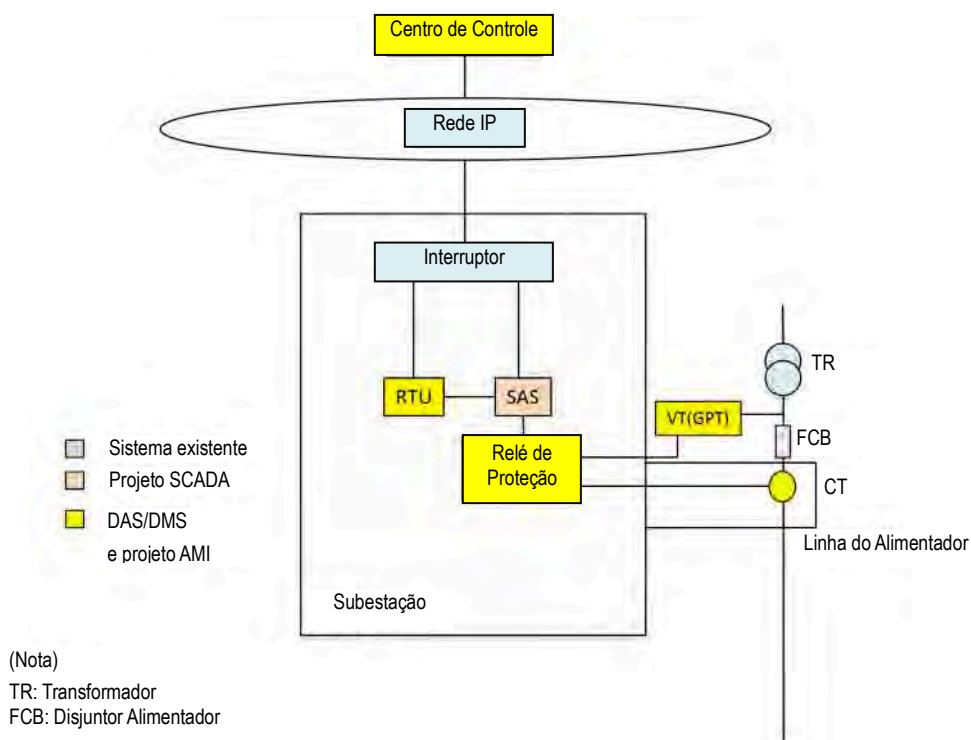







Figura 6.3.3-1 Construção da Subestação

(Fonte: Equipe de Pesquisa JICA)

A principal função é apresentada na Tabela 6.3.3-1.

Tabela 6.3.3-1 Função Principal das Instalações da Subestação

Instalação/Trabalhos	Funções & Explicações
RTU	<p>As funções da M-RTU são as seguintes.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Receber o comando a partir do centro de controle e enviá-lo para o SAS.</li> <li>- Receber dados do SAS enviar os dados necessários para o centro de controle</li> </ul> 
SAS	<p>O SAS foi desenvolvido pela COPEL. Portanto, os dados serão enviados para o SCADA através do Interruptor Layer 2. Os dados requeridos da RTU também serão enviados para o servidor DAS/DMS no centro de controle.</p> 
Instalações de comunicação	<p>As instalações existentes (SDH/Layer2 SW) podem ser utilizadas para envio para o SCADA. Layer 2 SW adicional para comunicação entre a RTU e o DAS/DMS serão instalados quando o DAS/DMS for aplicado.</p> 
Relé de proteção adicional	<p>Relé de proteção adicional para detectar falha de aterramento será instalado e conectado ao SAS. CT para detectar corrente de fase zero será instalado em todos os alimentadores na subestação. Um Transformador de Voltagem (VT), tal como um GPT (Transformador de Grande Potencial) para detectar tensão de fase zero será instalado em cada banco na subestação.</p> 

Trabalho de adaptação	<p>Os dados existentes (Status do CB / Relé, dados de tele-medição de Tensão/Corrente, etc.) e novos relés de proteção serão conectados ao SAS por este trabalho de adaptação.</p> <p>Novos CT e VT (GPT) serão conectados na subestação existente por trabalho de queda e dados (Vo / Io) serão conectados ao novo relé de proteção.</p> 
-----------------------	---

(Fonte: Equipe de Pesquisa JICA)

As funções da RTU instalada em cada subestação são importantes para tratar muitos dos dados no servidor com facilidade, conforme abaixo.

- RTU envia o comando para SAS
- RTU recebe muitos dos dados do SAS e os classifica com base na prioridade
- Dados de prioridade alta, como status do CB/relé são enviados para o servidor no centro de controle
- Os outros dados como medição de tensão / corrente são enviados para o servidor no tempo livre

### 6.3.4 Esquema de proteção para Linhas do Distribuidor de 13,8 kV

#### 1) Esquema de Proteção Existente para as linhas de distribuição

O esquema de proteção existente para a linha de distribuição de 13,8 kV é a proteção de sobrecorrente (51) e de falha de aterramento (51N), que são fornecidas no religador automático conforme exibido na Figura 6.3.4.1. O esquema de proteção existente tem um ponto fraco para falha de aterramento de alta impedância. A principal causa de falha em uma linha de distribuição é a falha de aterramento por contato com uma usina, ocasionalmente resultando em uma falha de aterramento de alta impedância. No entanto, a configuração da corrente do relé de falha de aterramento (51N) está restrita pela corrente de sequência zero causada pelo desequilíbrio da corrente de fase ou corrente de erro. De acordo com os dados fornecidos pela COPEL, a corrente de erro é de aproximadamente 2A e em alguns alimentadores chega ao máximo a 5A do valor primário. Então, a configuração da corrente do relé de falha de aterramento é de 25A no valor primário. No caso de falha de aterramento de alta impedância, a corrente de falha de aterramento pode ser menor que 10A, onde a impedância de falha de aterramento é de aproximadamente 2,4kohms. Quando uma falha de aterramento com alta impedância não é detectada pelos relés de proteção de falha de aterramento no alimentador, a falha de aterramento pode se estender para uma falha de aterramento muito mais grave, incluindo desastre com incêndio, e a linha de distribuição pode ser danificada. A fim de detectar a falha de alta impedância, um esquema de proteção com uma detecção mais sensível deve ser fornecida.

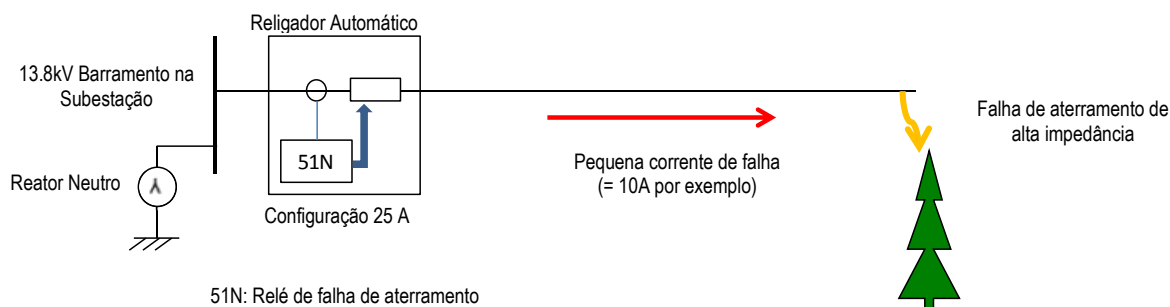


Figura 6.3.4-1 Proteção de falha de aterramento existente na COPEL  
(Fonte: Equipe de Pesquisa JICA)

2) O sistema de proteção de falha de aterramento no alimentador de distribuição

No Japão, a conexão do transformador de energia é a conexão star-delta a mesma do sistema de distribuição da COPEL. No entanto, o sistema de aterramento é sem aterramento e fornecendo GPT no barramento 13,8kV para alimentar a pequena corrente de sequência zero ( $I_0$ ) a ser detectada pelo relé de falha de aterramento direcional sensível (67SEF) no alimentador. Por outro lado, no sistema de distribuição da COPEL eles forneceram transformador de aterramento o qual alimenta aproximadamente 2000A. Ele pode fornecer maior corrente de falha de aterramento para o ponto de falha comparando com o sistema japonês. Mas no sistema COPEL, é difícil detectar a falha de aterramento em caso de falha de aterramento de alta impedância porque o relé de falha de aterramento existente (51N) no Religador Automático não pode detectar a pequena corrente de falha de aterramento conforme mostrado na Figura 6.3.4-2 acima.

O relé de falha de aterramento direcional sensível (67SEF) pode detectar a falha de aterramento com sensibilidade de corrente muito boa porque a impedância de sequência zero no lado da fonte é muito alta como 10 kohms no sistema japonês 6,6kV e, então, a detecção de  $V_0$  é muito grande. Em conformidade com o sistema japonês, a falha de aterramento pode ser sensivelmente detectada.

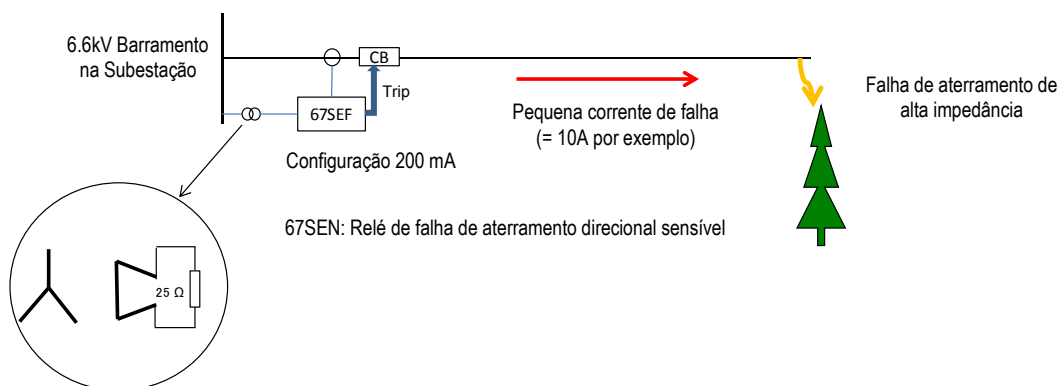


Figura 6.3.4-2 Proteção de falha de aterramento no sistema de distribuição japonês  
(Fonte: Equipe de Pesquisa JICA)

3) Candidatos dos esquemas de proteção

Para uma detecção sensível, um relé de falha de aterramento sensível (51SEF), um relé de falha de

aterramento direcional sensível (67SEF), um relé de proteção contra sobretensão (64N), um esquema diferencial de corrente (87N) são considerados.

#### Relé de falha de aterramento sensível (51SEF)

Uma sobretensão mais sensível com configuração de corrente baixa pode ser aplicada, mas a configuração mínima do 51SEF será de 6 a 7 A considerando a corrente de erro na linha de distribuição.

#### Relé de falha de aterramento direcional sensível (67SEF)

Se o sinal de tensão puder ser usado, a detecção mais sensível será possível. Nas subestações existentes, nenhuma VT é fornecida nas linhas de distribuição de 13,8 kV. Em seguida, os VTs adicionais serão fornecidos em cada seção da barra coletora de 13,8 kV. A sensibilidade pode ser melhorada de 2 a 5 A.

#### Relé de proteção contra sobretensão (64N)

O mesmo que 67SEF, o relé de sobretensão pode ser aplicado nas linhas de 13,8 kV, mas um relé de sobretensão não pode segregar a linha com falha. Em seguida, pode ser possível aplicar como função de proteção final na barra coletora de 13,8 kV ou na função de segurança de falha para 67SEF.

#### Esquema diferencial de tensão (87N)

Tecnicamente, é possível fornecer 87N para detector corrente de vazamento na linha. Este esquema de proteção foi usado para o esquema de proteção para linhas de transmissão de alta tensão, mas um sistema muito complicado será necessário se ele for aplicado à linha de distribuição.

#### 4) Esquema de Proteção Recomendado

Considerando as características mencionadas acima, o relé de sobrecorrente direcional (67SEF) será aplicado no esquema de proteção das linhas de distribuição de 13,8 kV. Em seguida, o intervalo de configuração típica do 67SEF será o seguinte.

Configuração da corrente: 0,2 – 20% da corrente nominal no mínimo 0,1% passo

Configuração de ângulo características: -90 - +90 graus (O ângulo operacional deverá ser ângulo caract. +/-87 graus)

Configuração de tensão: 0,5 – 100% da tensão nominal no mínimo 0,1% passo

Para VT e CT, um conjunto de VT com uma fiação delta quebrada deve ser fornecido em cada seção da barra de distribuição de 13,8 kV e os CTs deverão ser fornecidos em cada linha de 13,8 kV.

Para 67SEF, o último tipo de relé numérico será usado. Considerando-se os custos e a aplicação futura do SAS no qual o padrão da corrente IEC 61850 será aplicado, o Dispositivo Eletrônico Inteligente (IED) deverá ser usado como Unidade de Controle de Baixa (BCU). No IED, quase todas as funções de controle e proteção estão integradas em uma, conforme mostrado na Figura 6.3.4-3.



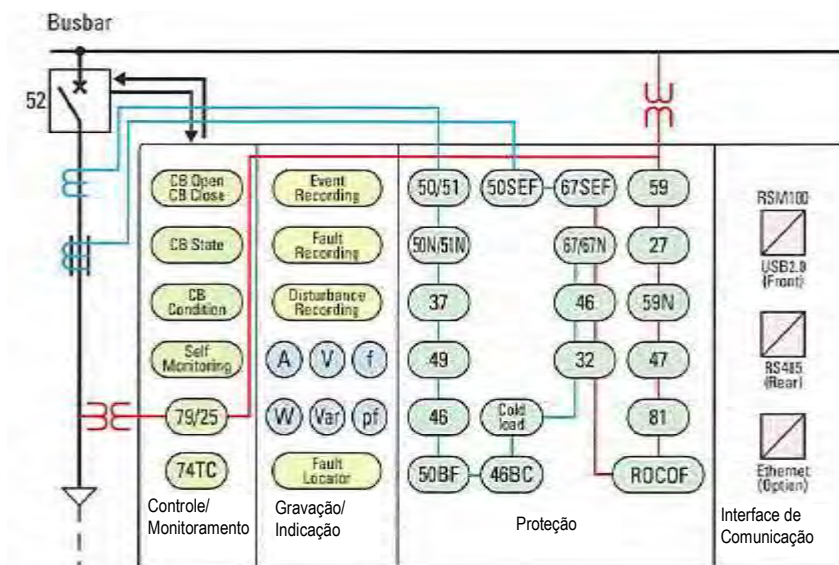


Figura 6.3.4-3 Configuração da Unidade de Controle de Baía

(Fonte: Equipe de Pesquisa JICA)

### 6.3.5 Instalação na Rede da Linha Aérea

#### 1) Religador

Na Região Metropolitana de Curitiba, 577 religadores foram instalados no ano de 2012 (consulte a Tabela 4.3-2) a fim de alocar ponto de falha e separar a seção da falha das seções sem falha. O relé de sobretensão (51/51N) instalado em um religador detecta o ponto de falha e desconecta a seção com falha das seções sem falha, coordenando o tempo de operação para o relé de proteção na subestação. No entanto, a coordenação com a subestação é difícil e não mais que 2 religadores são instalados dentro de 1 alimentador na COPEL. Quanto mais tempo leva para localizar os pontos de falha, maior será a duração da queda de energia, e é eficiente aumentar o número de seções em 1 alimentador a fim de diminuir o tempo para localizar os pontos de falha; no entanto, o religador tem limitação para ser instalado em 1 alimentador pelo motivo acima. Consequentemente, a COPEL se aprimorou para reduzir o tempo de queda de energia ao adotar o ALBS (Disjuntor de Carga Automático) para aumentar o número de seções, que pode ser instalado mais de religadores em 1 alimentador.

É aconselhado evitar a instalação de religadores e (Disjuntor de Carga Automático) na linha de distribuição central juntos, pois isso aumenta a possibilidade de danos nas instalações de distribuição ao atrasar a folga de falha da linha de distribuição devido à alta possibilidade de falha causada por dificuldades em coordenar cada relé de proteção. Deste modo, gostaríamos de aconselhar a instalação de ALBS (Disjuntor de Carga Automático) na linha de distribuição principal, que não possui limitação do número de unidades instaláveis em 1 alimentador, e reutilizar o religador existente para proteção do alimentador de ramal em termos de utilização eficiente das instalações de distribuição existentes o máximo possível.

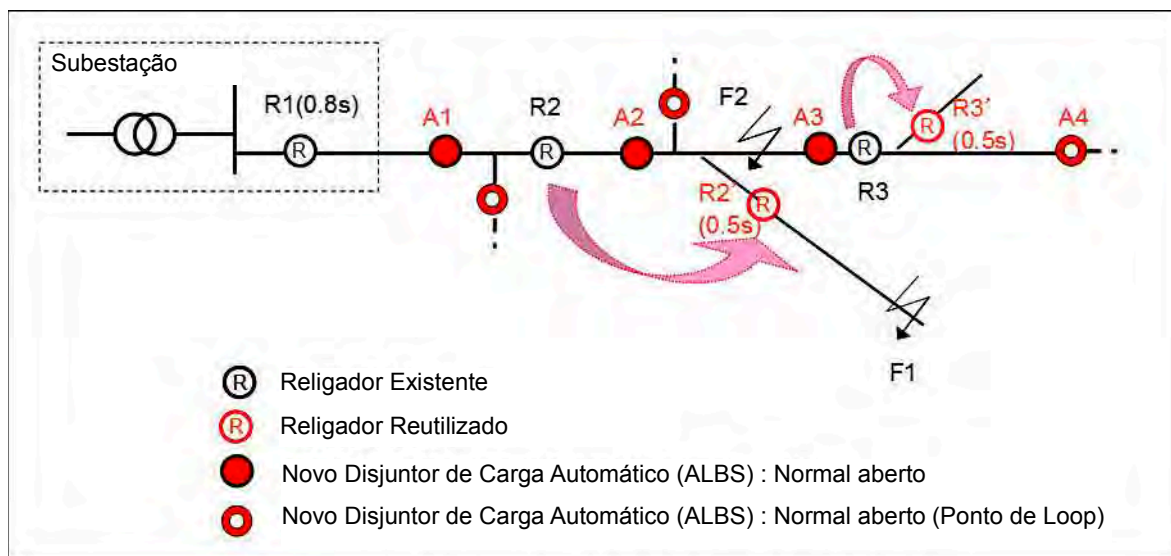


Figura 6.3.5-1 Conceito da Visão Geral da Reutilização de Religadores

(Fonte: Equipe de Pesquisa JICA)

O valor de ajuste do relé OC no religador reutilizado para proteger a linha de distribuição do ramo é decidido por meio da consideração da coordenação do tempo entre outros religadores com base na falha mínima atual na extremidade do alimentador e curva de característica de operação do relé OC fornecido pelo fabricante da mesma maneira descrita em 4.3.3 1) Instalação e Design. Concretamente, no caso do R2' na Figura 6.3.5-1, com base na coordenação do tempo existente descrito em 4.3.3 1) Instalação e Design, o valor de ajuste do relé OC em R2' deve ser decidido como falha mínima de corrente na extremidade da linha de distribuição após R2' em 0,5 segundo. Com relação a R1' e R3', os valores de ajuste dos relés OC são decididos da mesma maneira de R2 e seu tempo de ativação é de 0,8 segundo e 0,5 segundo.

Uma vez que a falha ocorrer, a operação da instalação de rede automática do DAS trabalha conforme abaixo para separar a seção com falha.

#### 【Caso 1: Ponto de Falha de F1】

- A. Quando a falha ocorre em F1 descrito na Figura 6.3.5-1, R2' é ativado em 0,5 segundo por meio do relé OC, o qual detecta a corrente com falha.
- B. Após o disparo de R2', R2' é religado em 5 segundos. Em caso de falha permanente em F1, a linha de distribuição após R2' entra em queda de energia após a reativação de R2'.

#### 【Case 2: Ponto de Falha de F2】

- A. Quando a falha ocorre em F2, descrito na Figura 6.3.5-1, R1 é ativado em 0,8 segundo e A1/A2/A3 são abertos.
- B. Após a ativação de R1, R1 é religado em 5 segundos. Então, A1 é fechado e A2 é fechado.
- C. Em caso de falha permanente em F2, A2 é aberto novamente e travado. A4 é fechado para fornecer

eletricidade para a seção entre A3 e A4.

## 2) Regulador de Tensão (VR)

A finalidade do VR é a de compensar a queda de tensão. A queda de tensão média na área urbana (Cidade de Curitiba) NE nas áreas suburbanas (outras áreas exceto a Cidade de Curitiba: 23 Municípios) em FY 2012 foi de 2,19% ( $302V = 13,8kV \times 2,19\%$ ) e 4,50% ( $621V = 13,8kV \times 4,50\%$ ) respectivamente, conforme as Tabelas 6.3.1-1 e 6.3.1-2. A Tabela 6.3.5-1 mostra os resultados da análise de tendência em queda de tensão para os próximos 10 anos, com base na hipótese que a demanda de eletricidade cresça 4~6% (Região Urbana da Cidade de Curitiba) : 6% na Região Suburbana (outras regiões fora a Cidade de Curitiba: 23 Municípios: 4%) por ano adotado em 2.4.2 Situação Atual e Previsão da Demanda de Fornecimento de Energia na Região Metropolitana de Curitiba e linha de distribuição na Região Urbana é de 185mm<sup>2</sup> e uma na Região Suburbana é a mesma, conforme a Figura 6.3.1-4. A queda de tensão em condição operacional normal, que é de 7% ( $966V = 13,8kV \times 7\%$ ) na Tabela 2.8-6, seria satisfeita na área urbana (Cidade de Curitiba), mas a queda de tensão nas áreas suburbanas (outras áreas exceto a Cidade de Curitiba: 23 Municípios) está prevista para exceder ao valor padrão em aproximadamente 1 ano a partir do início da operação no Projeto, que pode iniciar a operar em 2018. Portanto, a instalação de uma unidade de VR é proposta em cada alimentador de distribuição nas áreas suburbanas neste estudo.

Além disso, com base na entrevista com a COPEL, a licitação internacional é conduzida através da aquisição do regulador de tensão no geral e quando a empresa estrangeira participa da licitação, necessita de aprovação das organizações autorizadas, tais como LACTEC, USP, CEPEL e EFEI. Há 2 empresas locais no Brasil, tais como Cooper e Toshiba.

Tabela 6.3.5-1 Prospecção da Queda de Tensão

Taxa de aumento	Queda de Tensão (V)	
	Cidade (Cidade de Curitiba)	Área Local (23 Municípios)
	6%	4%
2012	302	621
2013	328	688
2014	356	759
2015	386	832
2016	417	908
2017	451	987
2018*	486	916
2019	524	995
2020	563	1,078
2021	605	1,164
2022	650	1,253

\*2018 é o ano de início de operação do Projeto e que a melhoria (0,91 -> 0,98) por Capacitor é incluída.

(Fonte: Equipe de Pesquisa JICA)

### 3) Banco de Capacitor

A finalidade principal da instalação do capacitor é a de melhorar o fator de energia. Os valores requeridos para o fator de energia no Brasil são mostrados na Tabela 2.8-9, e a COPEL é responsável pela manutenção do fator de energia em mais de 0,92. Na rede existente, a COPEL utiliza principalmente banco de capacitor de tipo fixo, no entanto, existem alguns tipos de autocontrole, os quais podem ser ligados/desligados em atraso de tempo pré-definido. Embora a COPEL tome diversas contramedidas para melhorar o fator de energia, o fator de energia médio na área urbana (Cidade de Curitiba) é de 0,94 apresentado na Tabela 6.3.1-1, que está dentro do valor padrão, por outro lado, em das áreas suburbanas (outras áreas exceto a Cidade de Curitiba: 23 Municípios) é de 0,91, que não satisfaz ao padrão. Portanto, é proposta a instalação de uma unidade do capacitor (600kVAR com base nos padrões da COPEL) em cada alimentador em 23 municípios. A capacidade e o ponto de instalação do Banco de Capacitor serão decididas com base nas características do alimentador no projeto detalhado.

Além disso, com base na entrevista com a COPEL, a licitação doméstica é conduzida por meio da aquisição de banco de capacitor no geral, porque existem 2 empresas, tais como a Cooper e a ARTECHE no Brasil, que podem fornecer um produção de alta qualidade e preço econômico, em comparação com a produção importada. No entanto, empresas estrangeiras podem participar da licitação se eles conseguirem a aprovação de organizações como LACTEC, USP, CEPEL e EFEI.

#### 6.3.6 Medidor Inteligente (SM)

No caso de o SM ser aplicado para clientes residenciais, a avaliação econômica será necessária devido ao grande investimento. A Equipe de Pesquisa analisou se há benefícios econômicos no Capítulo 9.

Portanto, é eficiente aplicar medidores inteligentes para clientes residenciais. Além disso, existem os seguintes benefícios.

- O DR pode ser facilmente aplicado devido à instalação do SM pela AMI, para que a carga de pico possa ser reduzida e a construção da geração de energia possa ser economizada por mudança de pico ou corte de pico.
- Quando TOU for estabelecido como uma legislação Brasileira, o SM instalado pela AMI poderá ser facilmente aplicado.
- A energia renovável (PV) será aplicada para clientes residenciais após a conclusão de um AJUSTE apropriado nas regulamentações Brasileiras, assim o gerador distribuído (PV) irá aumentar e o controle será necessário através do SM.

O SM consiste de medidores de watt-hora elétricos, dispositivos de comunicação e interruptor para Ligamento/Desligamento da carga.

Tabela 6.3.6-1 Especificações e situação atual do medidor em Curitiba

Tipo		Monofásico		Bifásico		Trifásico	
		Mecânico	Elétrico	Mecânico	Elétrico	Mecânico	Elétrico
Taxa	Tensão	120V		240V		120V,240V	
	Corrente máxima	Corrente nominal:15A Corrente máxima: 100A				Corrente nominal:15/30A Corrente máxima: 120/200A	
	Frequência	60Hz					
Valor		322836	29957	194169	35022	140442	18876
Precisão		Classe 1					
Fabricante		Landis-Gyr,ELO,ELSTER,					
Preço		80RS	40RS	- *	- *	300RS	150RS

\* Os dados relacionados aos preços não puderam ser pesquisados.

O resumo da ideia da especificação é exibida na Tabela 6.3.6-2.

Tabela 6.3.6-2 Especificações Básicas do Medidor Inteligente (Exemplo)

		2 Fios, 1 Fase	4 Fios, 3 Fases
Conexão		direta	direta
Taxa	Tensão	22 120V, 240V	240V
	Corrente máxima	Corrente nominal; 15A Corrente Máxima; 100A	Corrente Nominal: 15/30A Corrente Máxima: 120/200A
	Frequência	60Hz	
Precisão	Energia ativa	Classe 1	
Medição	Item	Energia Ativa/Reativa (Importação, Exportação)	
Monitoramento	Item	Tensão (Vrms), Corrente (Arms)	
TOU	Item	Energia Ativa (Importação)	
	Níveis	Mini. 3	
Perfil de Carga	Capacidade	40 dias	
	Intervalo	15, 30, 60 min.	
Gravação do Registro	Capacidade	300 eventos	
	Registro de eventos	Falha de alimentação	
		Reinicializar	
		Irregular	
		Desconectar operação	

(Fonte: Elaborado pela Equipe de Pesquisa JICA)

#### 1) Interruptor

O Interruptor pode interromper a carga do cliente remotamente.

#### 2) Medição e monitoramento

O medidor watt-hora de corrente apenas permite medir o consumo de energia da energia ativa, mas o SM permite medir a tensão e a corrente, bem como o consumo de energia da energia ativa.

A medição da tensão pode ser confirmada se a tensão de alimentação para residência ou indústria dentro do limite especificado, assim ela é usada para uma melhora operação de alimentação de tensão.

Por outro lado, a medição da corrente pode ser realizada para o valor de corrente que é consumida por residência ou indústria, e é contribuída para minimizar o consumo de energia por incentivos visíveis.

É claro, é possível incentivar os consumidores a economizarem energia ao tornar a energia ativa previsível.

#### 3) TOU

Usado quando o sistema de tarifa por horário do dia for estabelecido.

#### 4) Congelamento

Indica a data de reinicialização de faturamento.

5) Perfil de Carga

Indica a medição da demanda.

6) Gravação do Registro

Indica a função para registrar e salvar eventos relacionados ao medidor inteligente.

O concentrado é capaz de 500 conjuntos de conexões dos SMs por um concentrador. No entanto, há a possibilidade de não ser executado suficiente por piora da condição de comunicação.

### 6.3.7 Instalação de Energia Renovável (Energia Fotovoltaica)

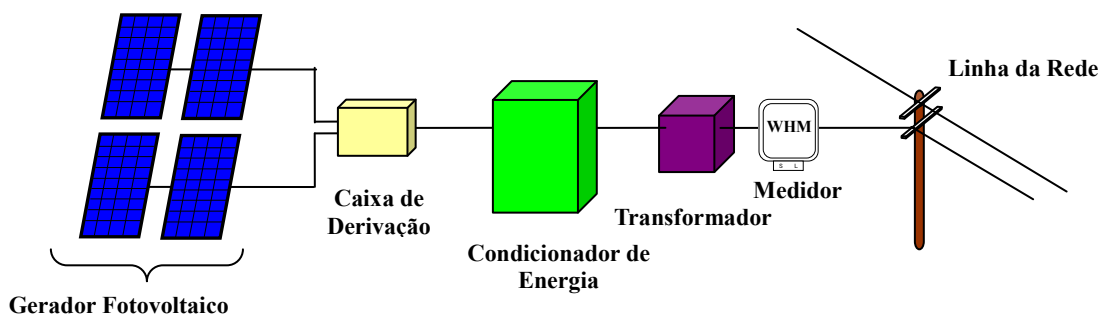
A COPEL não possui muitas experiências em sistemas de Energia Fotovoltaica (PV) neste momento. Apenas a experiência é o sistema PV instalado na Subestação de Fazenda Iguaçu como um dos projetos de rede inteligente da COPEL. Na Subestação de Fazenda Iguaçu, a energia gerada do sistema PV é consumida apenas na subestação para energia de serviço auxiliar e dois diferentes tipos de inversores são testados para examinar a interferência entre eles. Este teste é realizado para coletar dados para a aprovação de inversores quando for solicitado que a COPEL conecte o inversor em sua rede em um futuro próximo.

Embora a tecnologia do EMS (Sistema de Gerenciamento de Energia) não seja destacada neste estudo, as questões consideráveis relacionadas com o sistema PV conectado à rede são descritas em relação ao sistema no Japão apenas para informações para a COPEL nesta seção.

Segue uma explicação sobre o esboço do sistema PV conectada à rede e itens de exame técnico consideráveis.

#### • Esboço do sistema PV conectado à Rede

O sistema PV conectado à rede utilize muitas instalações, como condicionador de energia, etc., e é conectado à linha de distribuição através do transformador conectado à rede em geral, conforme mostrado na Figura 6.3.7-1.



Instalação	Visão Geral
Gerador Fotovoltaico	Grupo de painéis Fotovoltaicos
Caixa de Derivação	Caixa para união dos fios do gerador Fotovoltaico
Condicionador de Energia	Instalação converte energia DC do gerador Fotovoltaico para energia AC com controle para aumentar ao máximo a energia DC
Transformador	Instalação converte tensão do gerador Fotovoltaico para a rede conectada
Medidor	Instalação mede a quantidade de saída de venda do gerador Fotovoltaico

Figura 6.3.7-1 Esquema Básico do Sistema PV conectado à rede

(Fonte: Equipe de Pesquisa JICA)

#### • Itens de Exame Técnico Consideráveis para o Sistema PV Conectado à Rede

Quando o sistema PV for fornecido com a linha de distribuição, primeiramente o exame técnico preliminar será necessário. O impacto negativo deve ser examinado quando o sistema PV for conectado à linha de distribuição.

As principais questões para a rede de distribuição no caso da conexão do sistema PV à rede são a oscilação de tensão e a operação de ilhamento.

##### 1) Oscilação de Tensão

Geralmente, a rede de distribuição tem transformador de energia conectado à rede de distribuição, portanto no ponto de conexão do sistema PV conectado à rede, a oscilação de tensão é ocorrida por impedância do transformador e oscilação da energia gerada do sistema PV, que pode ser causado nas condições climáticas, etc. Para a medida preventiva para a oscilação de tensão, o sistema de controle com baterias será aplicado.

##### 2) Operação em Ilhamento

Tecnicamente, é possível operar a denominada *Operação de Ilhamento* quando a energia gerada pelo PV for equilibrada para o consumo. Durante a *Operação de Ilhamento*, ela pode causar o risco de acidentes, como choque elétrico ao público, trabalhadores de manutenção e danificar as instalações. Portanto, a *Operação de Ilhamento* é inibida no Japão por motivos de segurança. No Brasil, a *Operação de Ilhamento* também é inibida pela ANEEL nos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST. A fim de evitar a *Operação de Ilhamento*, aplicamos o relé de proteção, ou outras medidas.



Consequentemente, o exame técnico preliminar, que verifica os requisitos técnicos sobre a medição da oscilação de tensão e a prevenção da operação de ilhamento, etc., é importante. A tabela a seguir explica sobre os detalhes dos requisitos técnicos no código de interconexão de rede no Japão como um dos exemplos. Embora as companhias energéticas Japonesas conduzam exames técnicos preliminares do sistema PV conectado à rede de acordo com este código de interconexão de redes, mas os itens de exame requeridos no negócio prático são modificados um pouco de um caso para outro dependendo da condição de instalação. (Baixa tensão: 100/200V, Média tensão: 6,6 kV, Extra alta tensão: acima de 22/33kV)

Tabela 6.3.7-1 Código de Interconexão de Rede no Japão

Parâmetro		Medidas para o equipamento			
		Linha de distribuição de baixa tensão	Linha de distribuição de média tensão	Linha de distribuição de rede local	Linha de distribuição de tensão extra alta
1. Alimentação		Menos de 50 kW a princípio	Menos de 2.000 kW a princípio	Menos de 10.000 kW a princípio	-
2. Sistema elétrico		O mesmo que a grade conectada a princípio.			
3. Fator de energia	Comum	Não menos de 85% no ponto de recebimento e nenhuma condição do fator de energia quando visualizado a partir da rede.			
	Com fluxo reverso	Não inferior a 80% quando for necessário evitar o aumento de tensão. Quando o inversor de saída pequeno for usado ou o fator de energia no ponto de recebimento for apropriado, o fator de energia não será inferior a 85% quando a energia reativa do gerador for controlada, e não inferior a 95% se não for controlado.	-	-	Valor no qual a tensão da rede pode ser mantida corretamente.
	Sem fluxo reverso	Não inferior a 95% quando o gerador estiver conectado à rede através do inversor.	-	-	-
4. Coordenação de proteção	Comum	OVR e UVR (combinação com a proteção do gerador é possível)			
			OVGR (combinação com a proteção do gerador é possível ou pode ser omitido sob certas condições)	-	OVGR (combinação com a proteção do gerador é possível ou pode ser omitido sob certas condições) DSR (para gerador síncrono ou pode ser omitido sob certas condições) e relé diferencial de corrente (sistema de aterramento neutro)
	Com fluxo reverso	DSR (para gerador síncrono ou pode ser omitido sob certas condições)	DSR (para gerador síncrono)	-	OFRR (não afetado pela mudança de tensão) e UFR (não afetado pela mudança de tensão) ou sistema de ativação de transferência
		OFRR, UFR, e detector de operação de ilhamento (um ou mais métodos passivos ou ativos)	OFRR (pode ser omitido na linha dedicada), UFR, e sistema de disparo de transferência ou detector de operação de ilhamento (método ativo) (pode ser omitido sob certas condições)	-	OFRR (não afetado pela mudança de tensão) e UFR (não afetado pela mudança de tensão) ou sistema de ativação de transferência
Sem fluxo reverso	Inversor RPR, UFR, e função de detecção de carga reversa ou detector de operação de ilhamento (um ou mais métodos passivos e ativos) gerador síncrono/indução: UFR, detector de operação de ilhamento (métodos passivos), UPR (pode ser omitido se a saída do gerador < carga local), e (pode ser omitido se o detector da operação de ilhamento estiver instalado)	RPR (pode ser omitido se a energia recebida > saída do inversor e o detector de operação de ilhamento puder detectar em alta velocidade) e UFR (pode ser omitido se a linha dedicada e RPR permitir detecção e proteção em alta velocidade))	URR e RPR (pode ser substituído pela função do protetor de rede) (gerador é desconectado em certo período se a energia reversa for detectada em todos os circuitos)	OFRR, UFR, e RPR (se f OFRR e UFR não puder detectar e proteger)	
Prevenção de falha quando o circuito for religado	-	Instalação do detector de tensão da linha no painel do alimentador da subestação de distribuição (pode ser omitido sob certas condições)	-	Instalação do detector de tensão da linha no painel do alimentador da subestação de distribuição (pode ser omitido sob certas condições)	

	Controle de carga automática e geração de energia	-	Introdução do controle de carga automática se interconectado aos condutores ou o transformador pode ser sobrecarregado quando o gerador for desconectado.		Uso do controle de geração de energia por detector de sobrecarga a princípio para conexão com linhas de tensão extra-alta classificada a não menos que 100 W	
	Outro	A alimentação de energia deve ser proibida durante a interrupção de energia e por um certo tempo após a recuperação.	O fluxo reverso deve ser enviado o banco de distribuição da subestação de transmissão (se houver fluxo de energia reversa).	-	-	
Como regra, o transformador deve ser instalado para evitar que a corrente DC flua do inversor para a rede (pode ser omitido sob certas condições).						
5. Variação de tensão		Introdução do ajuste de tensão automático se a tensão dos consumidores de baixa tensão possa estar fora da regulamentação ( $101 \pm 6$ V e $202 \pm 211$ V) (pode ser omitido sob certas condições). Se for difícil, a linha de distribuição deve ser reforçada.	Use o controle de carga automática se o gerador se conectar com a linha de distribuição geral e quando ele estiver desconectado, a tensão dos consumidores de baixa tensão possa estar fora da regulamentação * ( $101 \pm 6$ V e $202 \pm 20$ V) (pode ser omitido sob certas condições). Se for difícil, a linha de distribuição deve ser reforçada ou o gerador deve ser conectado à linha dedicada. Uso do controle de tensão automático se o fluxo reverso puder fazer com que a tensão dos consumidores de baixa tensão esteja fora da regulamentação ( $101 \pm 6$ V e $202 \pm 20$ V). Se for difícil, a linha de distribuição deve ser reforçada ou o gerador deve ser conectado à linha dedicada.	Introdução do controle de carga automática se a desconexão do gerador puder fazer com que a tensão da rede esteja fora da regulamentação (dentro de 1 a 2% da tensão normal).	Introdução do controle de tensão automático se a interconexão do gerador puder fazer com que a tensão da rede esteja fora da regulamentação (dentro de 1 a 2% da tensão normal).	
	Gerador síncrono: Uso do enrolamento de amortecimento e da função de sincronização automática. Gerador indutivo: Uso do reator de limitação de corrente se a queda de tensão instantânea na conexão paralela puder fazer com que a tensão da rede esteja fora da regulamentação (dentro de 10% da tensão normal em baixa tensão, alta tensão, e rede local; dentro de $\pm 2\%$ em tensão extra-alta). Se for difícil, o gerador síncrono será empregado.					
	Inversor auto-excitado; Uso da função de sincronização automática. Inversor excitado separadamente. Se a queda de tensão instantânea na conexão paralela puder fazer com que a tensão da rede esteja fora da regulamentação (dentro de 10% da tensão normal em baixa tensão, alta tensão e rede local; dentro de $\pm 2\%$ em tensão extra-alta), o tipo auto-excitado deverá ser usado (no caso da linha de distribuição de baixa tensão, o reforço necessário deverá ser considerado).					
6. Capacidade de curto-circuito		Instalação do reator de limitação de corrente (para gerador de CA)	Instalação do reator de limitação de corrente			
7. Sistema de ligação		-	Instalação de linha de telefone dedicada para comunicação de segurança entre o oficial operador da rede e a estação de energia e o proprietário do sistema de geração.	Instalação de linha de telefone dedicada para comunicação de segurança entre o oficial operador da rede e a estação de energia e o proprietário do sistema de geração.		
8. Reunião	O proprietário do sistema de geração e o operador da rede devem promover diálogos sinceros sobre a interconexão.					

Notas : OVR : Relé de Sobretensão, UVR : Relé de Subtensão, OVGR : Relé Aterrado de Sobretensão, DSR : Relé de Curto-Circuito Direcional, OFR: Relé de Sobrefrequência, UFR: Relé de Subfrequência, RPR Relé de Energia Reversa

(Fonte: Código de Interconexão de Rede no Japão: JEAC 9701)

### 6.3.8 Instalações de Telecomunicações

As instalações de telecomunicações podem ser classificadas em três classes, conforme mostrado na tabela e figura a seguir, que são WAN1, WAN2 e NAN. WAN1 é a rede entre os centros de controle e subestações, WAN2 é a rede entre as subestações e RTUs/concentradores, NAN é a rede para a última uma milha.

Tabela 6.3.8-1 Rede de telecomunicação para este projeto

Rede		Caminho
WAN1	Rede de Área Ampla 1	Centros de Controle – Subestações
WAN2	Rede de Área Ampla 2	Subestação – Interruptor/Concentrador
NAN	Rede da Vizinhança	Concentrador – Medidor

(Fonte: Equipe de Pesquisa JICA)

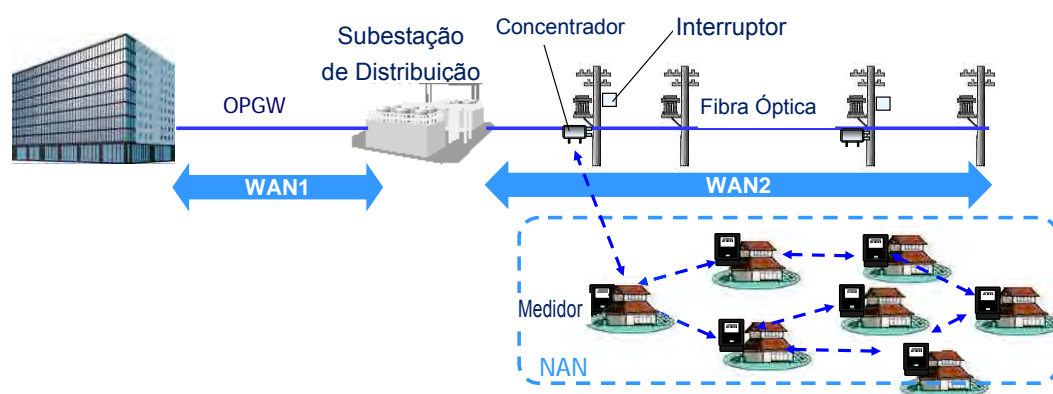


Figura 6.3.8-1 Rede de telecomunicação para este projeto

(Fonte: Equipe de Pesquisa JICA)

#### (a) WAN1 (Centro de Controle para Subestações)

Com relação a WAN1, a COPEL já têm as instalações de telecomunicação (IP/SDH), naturalmente, as instalações existentes serão utilizadas para este projeto.

#### (b) WAN2 (Subestações para RTUs em alimentadores/Concentradores)

As seguintes funções são exigidas para a WAN 2.

- ✓ Transmissão de alta velocidade para a medição de muitos dos RTUs nos alimentadores
- ✓ Projeto fácil e flexibilidade da rede
- ✓ Sustentabilidade no momento de um desastre
- ✓ Fornecimento de uma linha de telecomunicação para AMI entre as subestações e concentradores

Em consideração à transmissão de alta velocidade da comunicação, o meio de comunicação deve ser fibra óptica. Além disso, os caminhos de transmissão devem ser compostos de mais de duas rotas físicas para evitar a interrupção das comunicações durante momentos de desastres e manutenção.

O sistema óptico *multi-hop* contém nós, que aparece na tabela de roteamento para indicar o próximo nó para os dados de entrada e também algumas conexões físicas para os nós vizinhos. Esse nós trocam informações de conexão uns com os outros, e geram suas tabelas de roteamento automaticamente a partir dessas informações. Se um caminho de comunicação é quebrado, o nó pode transferir dados para o nó de destino utilizando o outro caminho disponível. As figuras abaixo mostram a topologia do sistema óptico *multi-hop*.

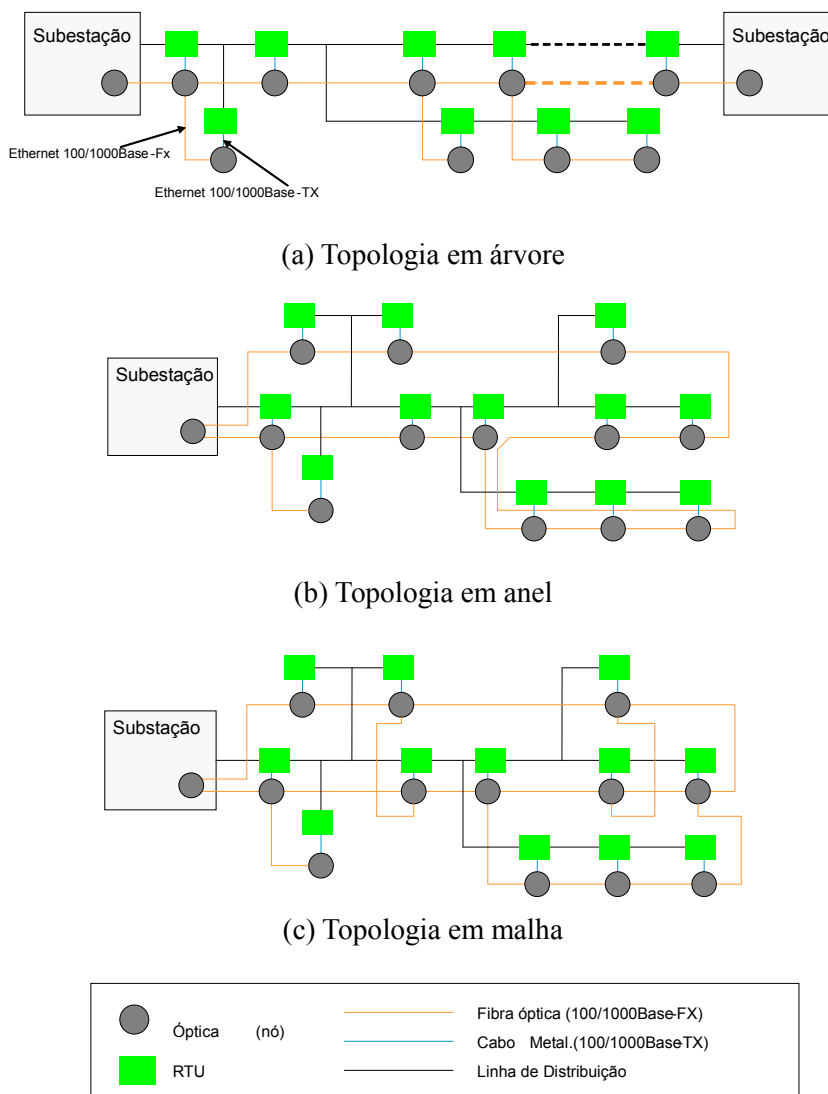


Figura 6.3.8-2 Topologia do Sistema Óptico *Multi-hop*

(Fonte: Equipe de Pesquisa JICA)

Outro candidato do sistema de transmissão para DAS/DMS é a PON (Rede Óptica Passiva). A PON é uma arquitetura de rede ponto-a-multiponto, de fibra na qual um divisor óptico sem energia é utilizado para permitir que uma única fibra óptica sirva múltiplas instalações. A PON consiste de um OLT (Terminal de Linha Óptica) e diversas ONUs (Unidades de Rede Óptica), próximo aos usuários finais.

A. Um OLT é um dispositivo que serve como o ponto final de um prestador de serviços de uma PON. Um ONU é um dispositivo que transforma os sinais ópticos recebidos em sinais elétricos nas instalações do cliente, a fim de fornecer os serviços de telecomunicações. Sinais downstream são transmitidos a todas as instalações compartilhando múltiplas fibras. Sinais upstream são combinados usando um protocolo de acesso múltiplo, geralmente o acesso múltiplo por divisão de tempo (TDMA). Há dois padrões: IEEE 802.3h (GE-PON) e ITU G.984 (G-PON). A PON é popular por servir de acesso à Internet a uma série de instalações em todo o mundo.

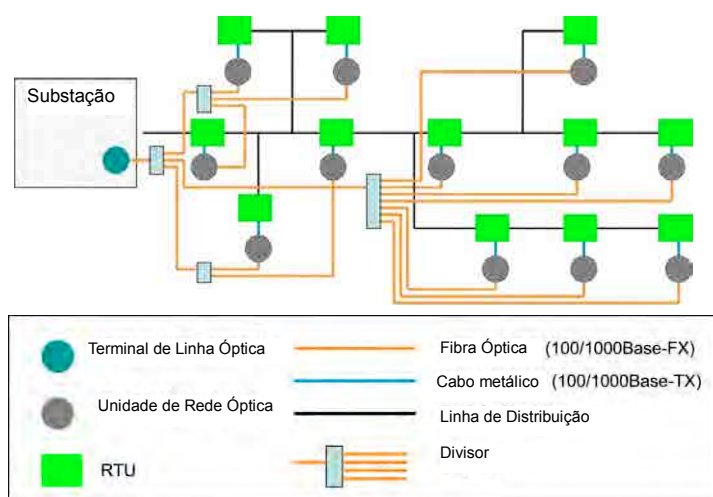


Figura 6.3.8-3 Topologia do Sistema PON (Rede Óptica Passiva)

(Fonte: Equipe de Pesquisa JICA)

No entanto, a PON é projetada para o serviço de internet de uso comum, não para DAS/DMS. Por outro lado, o sistema de óptico multi-hop é projetado para DAS/DMS. Assim, em termos de confiabilidade, redundância, partida a frio, e da continuidade de abastecimento, o sistema de óptico multi-hop é recomendado para DAS/DMS. A tabela 6.3.9-1 resume a comparação dos sistemas PON e óptico multi-hop

Tabela 6.3.8-2 Comparação dos sistemas PON e óptico multi-hop

	PON ( Rede Óptica Passiva)	Sistema Óptico Multi-hop
Confiabilidade /Redundância	× Cada nós tem uma rota para a subestação. Quando uma caminho raiz da rede é cortado, todos os nós perdem conexão.	⊙ Cada nó tem algumas rotas para a subestação. No caso de uma rota entre um nó e a subestação cair, o nó fica disponível utilizando outra rota.
Núcleos de Fibra	× O sistema gasta muitos núcleos de fibra	○ O sistema precisa de apenas um ou dois núcleos.
Partida a frio	△ Aproximadamente 30 segundos	○ <5segundos
Continuidade de Fornecimento	△ O sistema é projetado para serviços de telecomunicação, e o período de produção é curto devido a velocidade da evolução das tecnologias de telecomunicações. Além disso, a PON depende de alguns fabricante de circuitos.	○ O sistema foi projetado para DAS/DMS, e o period de produção é longo. Utilizando apenas peças genéricas.
Manutenção	△ A detectção de falha é difícil. O gerenciamento dos núcleos de fibra é difícil.	○ A detectção de falha é fácil. O gerenciamento dos núcleos de fibra é fácil.
Projeto	△ Projeto de rede difícil.	○ O projeto de rede fácil

(Fonte: Equipe de Pesquisa JICA)

Não há fibras ópticas entre as subestações e os equipamentos de distribuição de alimentadores de média tensão, exceto para algumas áreas na região metropolitana de Curitiba atualmente. Assim, novos cabos de distribuição de fibra óptica devem ser instalados para este projeto. Estes cabos de fibras ópticas devem estar em conformidade com o padrão ETME-01 da COPEL, que se baseia na ABNT NBR 13488:2005 (consulte o Apêndice 6-4).

A tabela a seguir resume o projeto do esboço para WAN2.

Tabela 6.3.8-3 Projeto de esboço de telecomunicação para WAN2

Meio de Comunicação	Fibra Óptica
Método de Transmissão	Sistema Óptico <i>Multi-hop</i>
Interfaces para RTU/Concentrador	IP

(Fonte: Equipe de Pesquisa JICA)

#### (d) NAN

Existem duas maneiras de implementar o sistema de telecomunicações para a última uma milha. A primeira é através da utilização da rede pública de telecomunicações, e a segunda é construir uma nova rede de telecomunicações pela COPEL. A Tabela 6.3.8-4 mostra a comparação entre o GPRS da empresa de telefonia e a rede própria da COPEL. Quanto aos custos iniciais, a rede pública é inferior à rede privada. No entanto, a rede pública resultará em custos de funcionamento do serviço, e tem alguns problemas de segurança e de continuidade de negócios.

Portanto, uma rede privada é recomendada para NAN. Além disso, uma Malha RF com banda de

900MHz é recomendada para o sistema de telecomunicações principal de NAN devido resultados satisfatórios alcançados em outros países. A Tabela 6.3.8-5 resume o projeto do esboço para NAN.

Tabela 6.3.8-4 Comparação entre o GPRS da empresa de telefonia e a própria rede da COPEL

	GPRS	Própria Rede (Óptica + Malha RF)
Confiabilidade	Δ	○
Segurança	Δ	○
Congestão	Δ	○
Garantia (10 anos)	Δ	○
Custo Inicial	○	Δ
Custo de Conexão	×	○

(Fonte: Equipe de Pesquisa JICA)

Tabela 6.3.8-5 Projeto de esboço de telecomunicação para NAN

Meio de Comunicação	Rádio
Método de Transmissão	Malha RF

(Fonte: Equipe de Pesquisa JICA)

### 6.3.9 Detecção de Falha

Existem 2 (dois) procedimentos de detecção de falha, que significa o método de detecção de tensão e de detecção de corrente, conforme mostrado na Figura 6.3.9-1 e na Figura 6.3.9-2.

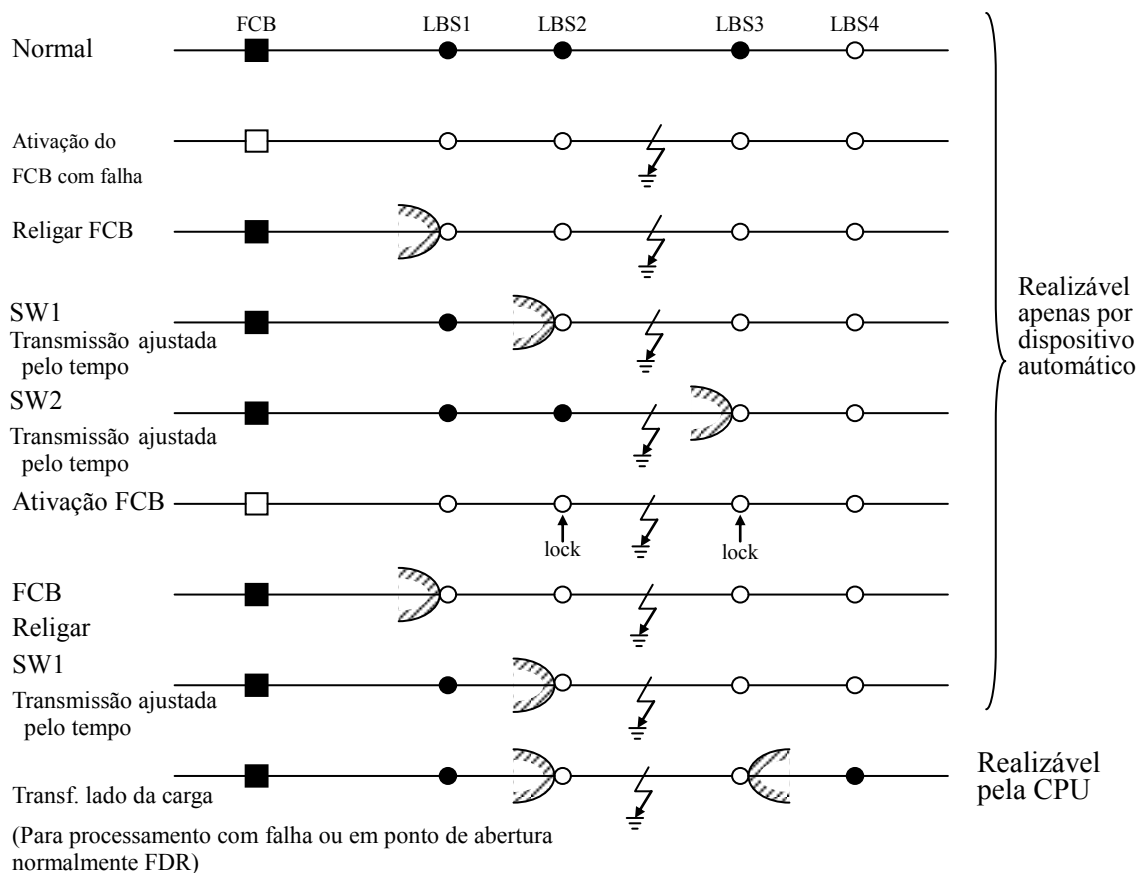
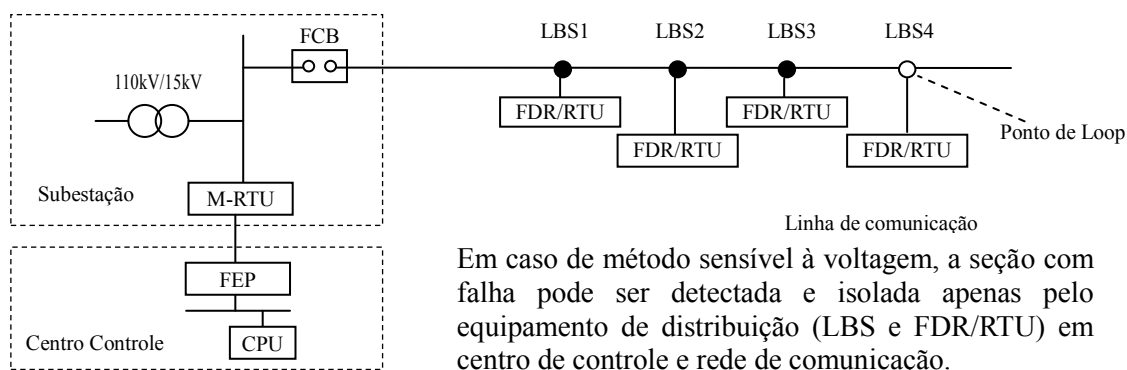


Figura 6.3.9-1 Método de detecção de tensão

(Fonte: Equipe de Pesquisa JICA)

Os Disjuntores de Carga (LBS) com relé de detecção de falha são sucessivamente fechados para detectar uma seção de falha e podem isolar a seção de falha sem um servidor e rede de comunicação, conforme mostrado na Figura 6.3.9-1

O sistema de detecção de falha que utilize um servidor utiliza o mesmo que o método mencionado acima. No entanto, a recuperação de energia para o lado da carga da seção com falha é fornecido por decisão lógica do servidor do DAS/DMS. Especificamente, a energia é fornecida para a seção do lado da carga de outra linha de distribuição interconectada. Neste processo, os equilíbrios de carga e quedas de tensão são



calculados com base na decisão lógica do servidor, e um procedimento de recuperação é fornecido ao operador. Assim que o operador confirmar este procedimento, o servidor é direcionado para operar os interruptores pelo operador. É observado que os interruptores podem ser operados automaticamente sem a decisão do operador.

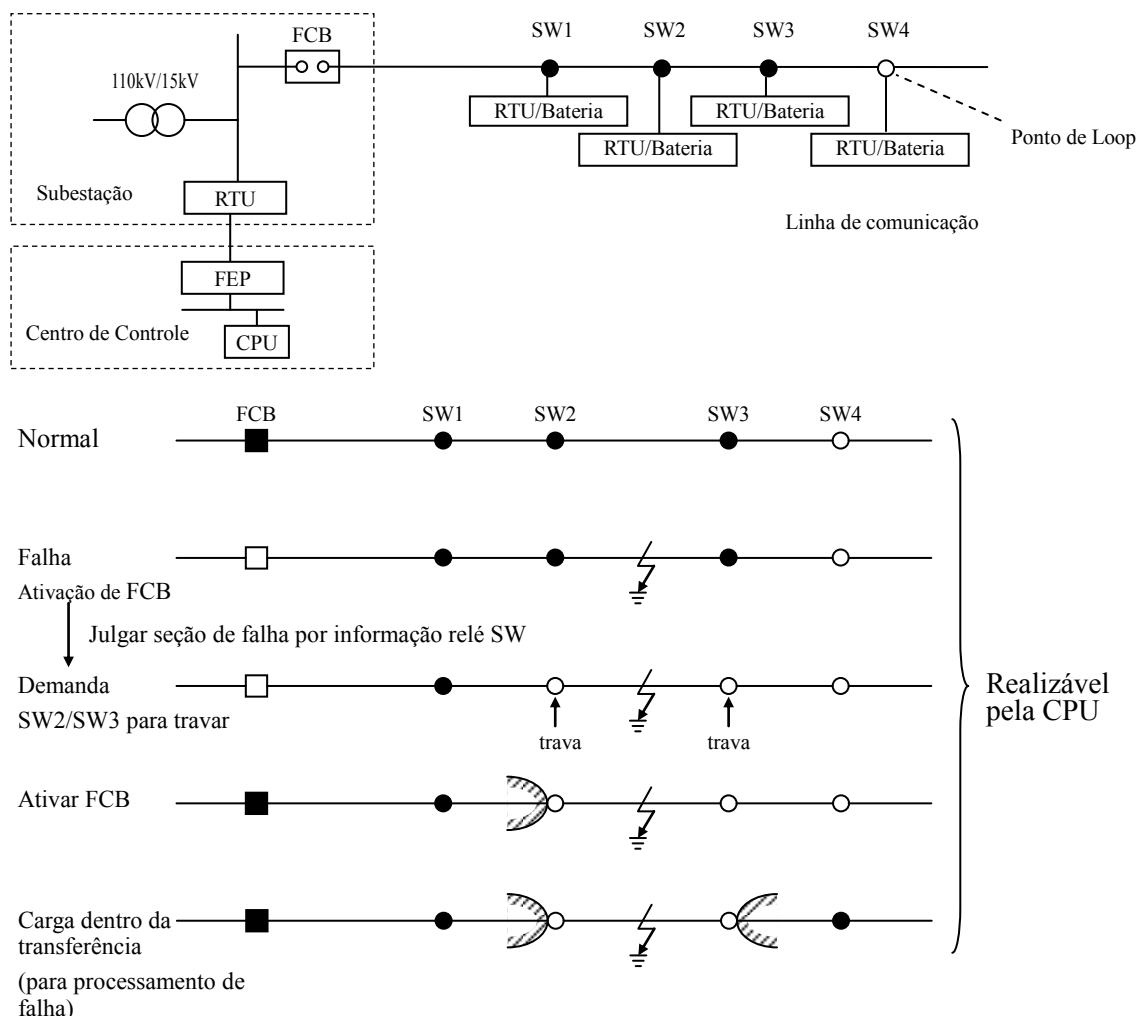


Figura 6.3.9-2 Método de detecção de corrente

(Fonte: Equipe de Pesquisa JICA)

O método de detecção de corrente é o de detectar a corrente com falha quando a falha ocorrer. Portanto, o servidor e a rede de comunicação são necessários para detectar e isolar a seção com falha.

A comparação é apresentada conforme mostrado na Tabela 6.3.9-1.

Tabela 6.3.9-1 Comparação do Método de Detecção de Corrente e Tensão

		Sistema de corrente	Sistema de tensão
Operação FCB		○ 1 vez	△ 2 vezes • A falha pode ser expandida devido à corrente com falha que flui duas vezes. • Danos no FCB e LBS
Detecção de falha		× Não confiável • A corrente com falha é pequena devido à conexão delta e o aterramento do reator, então a detecção da falha pela corrente é difícil.	◎ Confiável • Os seguintes equipamentos adicionais são necessários. - VT (GPT) no banco - CT e Relé de proteção nos alimentadores MV no SS
Redundância		× Baixa • A seção com falha não pode ser julgada ou separada no caso de falha no servidor ou na infraestrutura de comunicação.	◎ Alta A detecção / isolamento da falha está disponível sem o servidor ou a infraestrutura de comunicação.
Tempo de recuperação		○ Relativamente lento ( devido à necessidade do trabalho do operador)	◎ Primeiro
Manutenção		△ • Baterias são necessárias devido à operação do LBS sob nenhuma tensão. • É necessário substituir a bateria a cada 3 a 5 anos.	◎ Livre de manutenção (nenhuma bateria requerida)
Custo	Centro de controle	○ -	○ -
	Equipamento de distribuição	× Para cada LBS (RTU) • Detecção de falha de aterramento (Sensor para detectar Vo e Io, relé de detecção de falha de aterramento) • Detecção de curto-circuito (Relé CT e OC) • baterias e carregadores	○ Bateria e carregador não são necessários

(Fonte: Equipe de Pesquisa JICA)

A rede de distribuição da COPEL é principalmente OH e a conexão do lado do transformador da subestação é de 13,8 kV é delta com aterramento do reator. O sistema é similar à rede de distribuição Japonesa e a falha de aterramento é pequena, assim o método de detecção de tensão com base na experiência Japonesa é apropriado para a COPEL.

A equipe de estudo irá propor o método de Detecção de tensão apropriado para a COPEL, cujo conceito é o seguinte. O procedimento de detecção de falha é explicado conforme mostrado na Figura 6.3.9-3.

- A COPEL aplica religamento instantâneo, para que o ALBS mantenha a condição de fechado na duração do religamento instantâneo. (Muitas das falhas como três contatos são instantâneas. A falha instantânea pode ser recuperada rapidamente por esta função).
- O ALBS irá religar após alguns segundos da detecção de nenhuma tensão. A energia para abrir o ALBS será fornecida da unidade de armazenamento de energia (ex: capacitador) carregado na RTU mas a energia necessária é pouca devido apenas à remoção do pino trava no ALBS
- Após o segundo religamento, o procedimento de detecção de falhas é o mesmo que o método de Detecção de tensão

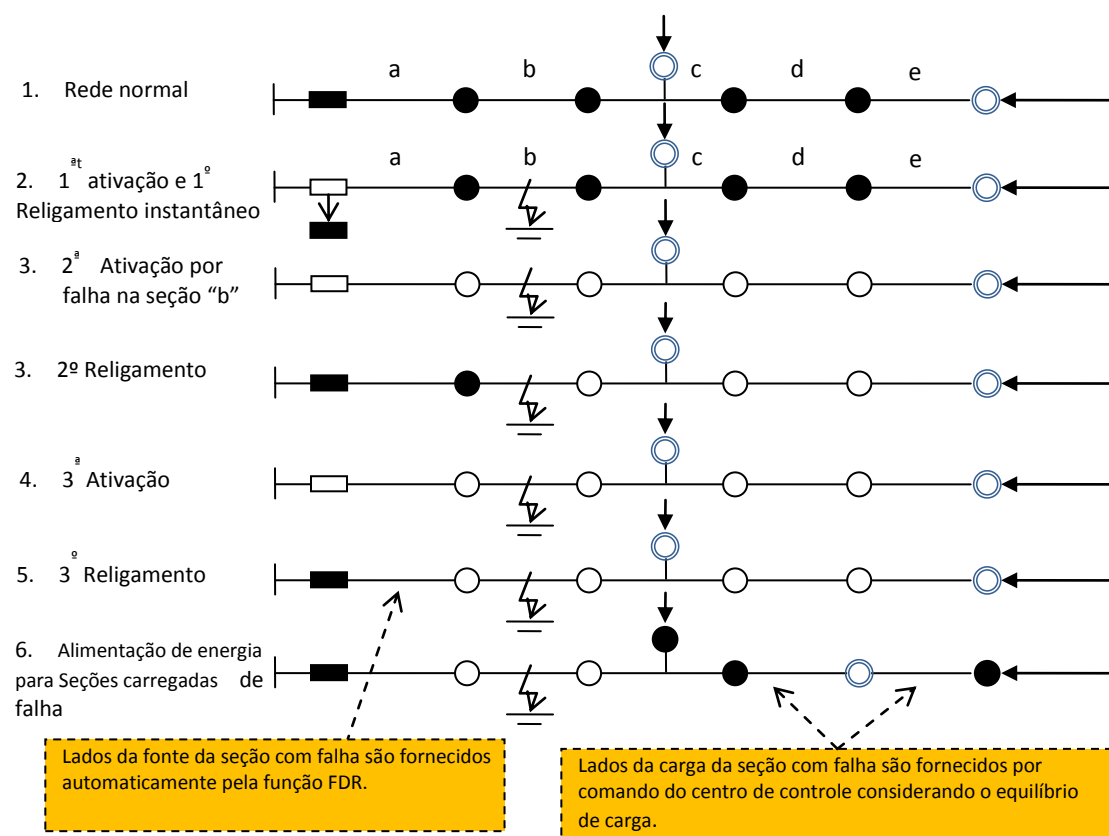


Figura 6.3.9-3 Procedimento de detecção de falha proposto para a COPEL

(Fonte: Equipe de Pesquisa JICA)

## 6.4 Plano de Aquisição e Instalação

### 6.4.1 Declaração do Método de Instalação

No projeto de rede inteligente, as declarações do método para as quatro instalações principais são descritas abaixo.

#### 1) Linhas de Interconexão de 13,8 kV

De acordo com os requisitos da COPEL, o fio isolado XLPE será aplicado para a interconexão entre as linhas de distribuição. A linha de fios isolados, conforme mostrado na foto em anexo, será usada. O tamanho do condutor será decidido de acordo com o fluxo da corrente de carga na linha de interconexão.



Figure 6.4-1 Linha de interconexão de 13,8 kV  
(Fonte: Equipe de Pesquisa JICA)

#### 2) Disjuntor de Carga (LBS) Unidade do Terminal Remoto (RTU)

Neste projeto, os LBSs padrão serão utilizados. A declaração do método aplicado no sistema existente também pode ser aplicada para este projeto. O exemplo da rede de instalação é exibido na figuras anexas.



Figura 6.4-2 Instalação do LBS e da RTU



Figura 6.4-3 RTU em um poste

(Fonte: Equipe de Pesquisa JICA)

#### 3) Instalação do Cabo de Fibra Óptica

Neste relatório, o cabo de fibra óptica aéreo, o gabinete de junção e as instalações de junção são propostos. O próprio equipamento de comunicação está incluído no DAS. Aqui, apenas o cabo de fibra óptica e o gabinete como rota de comunicação estão descritos. O cabo de fibra óptica e suspenso em

cada torre e pólo por acessórios de fixação e os cabos de fibra óptica são conectados em um gabinete. A Figura 6.4-4 mostra a estrutura do cabo de fibra óptica suspenso. O cabo pode ser suportado em torres ou postes por fios de tensão.

O cabo de fibra óptica pode ser conectado em um gabinete a cada 1 a 2 km, dependendo do comprimento do cabo ou das junções nas RTUs. É possível remover os núcleos dos cabos sem cortar os outros núcleos, conforme a estrutura mostrada na Figura 6.4-5, que mostra a estrutura de um gabinete (tipo 4 cabos). O cabo de fibra óptica pode ser conectado e/ou ramificado no gabinete, que pode ser fixado na torre ou poste.

A Figura 6.4-7 mostra o trabalho de instalação do cabo de fibra óptica no poste. Usando um caminhão com caçamba, é possível realizar o trabalho no poste de maneira eficiente e segura.

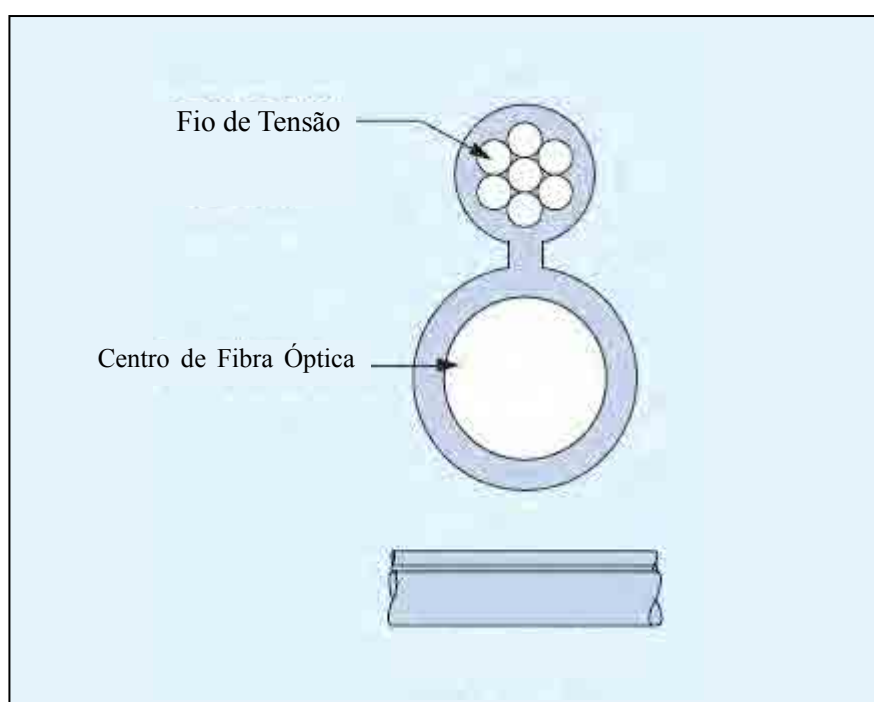


Figura 6.4-4 Cabo de Fibra Óptica Aéreo

(Fonte: Equipe de Pesquisa JICA)

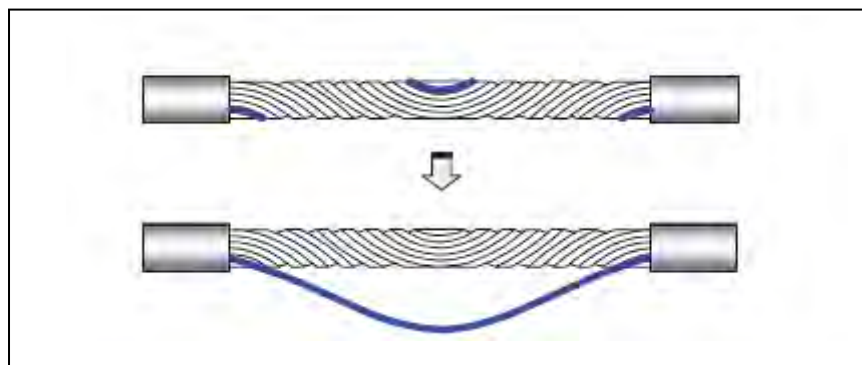


Figura 6.4-5 Cabo de Fibra Óptica

(Fonte: Equipe de Pesquisa JICA)



Figure 6.4-6 Gabinete para Junção (tipo 4 cabos)

(Fonte: Equipe de Pesquisa JICA)



Figura 6.4-7 Trabalho de Instalação no poste

(Fonte: Equipe de Pesquisa JICA)

Por outro lado, se um cabo de fibra óptica adicional para ramificação ou novo roteamento for necessário no futuro, o método de instalação a ser usado é o tubo espiral, conforme mostrado na foto. Este método é muito útil para adicionar novos cabos e tem sido usado no método de instalação do cabo de fibra óptica no Japão.

#### 4) Relés de proteção para os alimentadores de distribuição de 13,8 kV

No sistema existente, o elemento de sobrecorrente (51) e relé de falha de aterramento (51N) que são fornecidos no auto-religador foram usados no relé de proteção do alimentador de 13,8 kV. No entanto, o valor de configuração do relé de falha de aterramento (51N) deve ser maior que o de corrente de erro ( $I_0$ ) no circuito residencial e, então, não será possível que a detecção sensível encontre a falha de aterramento de alta impedância. A fim de melhorar a sensibilidade da proteção de falha de aterramento existente, é recomendado fornecer o relé de falha de aterramento direcional sensível (67SEF), que é fornecido separadamente de um auto-religador. Além disso, considerando a provisão futura do SAS que aplica o padrão IEC61850, é recomendado adotar o Dispositivo Eletrônico Inteligente (IED) para a Unidade de Controle de Baixa (BCU) com elementos de controle e proteção todos integrados em uma unidade será adotado.



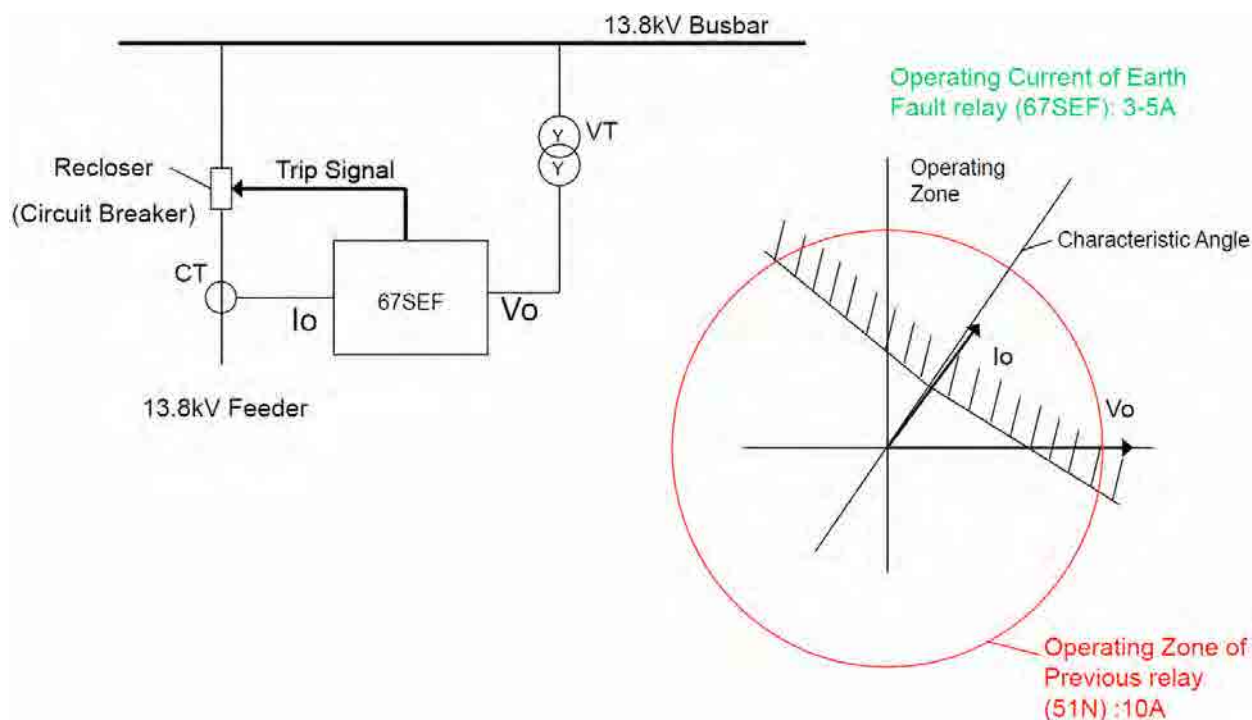


Figura 6.4-8 Proteção de falha de aterramento existente e relé de flaha de aterramento direcional proposto  
(Fonte: Equipe de Pesquisa JICA)

#### (1) Instalação de CVTs

Nos auto-religadores existentes, CT e VTs são fornecidos, mas considerando-se a precisão e as características dos CTs, é recomendado fornecer CT e VTs separados para os relés de medição e proteção. Para instalar o CT e VTs é necessário fornecer a base de ferro próxima do religador na subestação. No caso de São José dos Pinhais SS, por exemplo, a base de ferro existente pode ser usada para os CTs. Para outras subestações onde a base de ferro existente não está disponível, novas bases de aço similares à da foto serão fornecidas.



Figura 6.4-9 Instalação do CVT na subestação existente  
(Fonte: Foto tirada pela Equipe de Pesquisa)

#### (2) Instalação de IED

Considerando-se a configuração do barramento de 13,8kV da COPEL, é recomendado fornecer de cinco a seis conjuntos dos IEDs em cada seção nos cubículos separados na sala de controle da subestação. O cubículo com rack suspenso é recomendado para montar os IEDs, conforme mostrado na Figura 6.4-10.

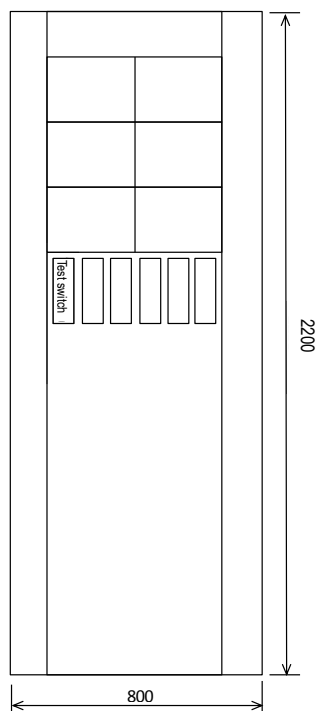


Figure 6.4-10 Cubículo com Rack Suspenso para 67SEF

*(Fonte: Equipe de Pesquisa JICA)*

#### 6.4.2 Cronograma para Aquisição e Transporte/Instalação

##### 1) Pacote

Há 2 (duas) idéias de pacotes, que são de

- 1 (um) pacote
- Diversos pacotes para cada equipamento

Espera-se que diversos pacotes possam reduzir os custos do projeto, mas a interface entre o sistema do centro de controle, as instalações da subestação e muitos equipamentos de distribuição é muito difícil como primeiro projeto, embora a interface seja especificada em detalhes. Além disso, quando o teste de desempenho do sistema entre o centro de controle e o equipamento de campo for implementado, diversos problemas irão ocorrer e a responsabilidade entre os diversos fabricantes não está clara, com base em nossa experiência atual.

No caso do 1º sistema no Japão, a empresa de energia elétrica japonesa solicitou ao fabricante de centro de controle/RTU com comunicação/LBS desenvolver novos sistemas/equipamentos, em conjunto com o dinheiro da Empresa de Energia. A interface de teste entre o centro de controle e RTU/LBS é implementado nas fábricas e nos locais. Normalmente, problemas serão descobertos e o fabricante irá reparar os problemas na fábrica. Estes trabalhos serão repetidos sob vigilância da Empresa de Energia.



A partir do 2º sistema, o sistema e os equipamentos serão fornecidos separadamente.

No caso do 1º sistema na Asian Power Company (APC), a APC implementou a oferta com os pacotes separados entre DAS/DMS e RTU/LBS. Muitos problemas entre o centro do fabricante europeu e RTU/LBS dos fabricantes Asiáticos foram encontrados no local do teste após a instalação. O fabricante europeu insistiu em não se responsabilizar através de um advogado e os fabricantes de Taiwan também insistiram. Isso levou um longo tempo (mais de 1 ano) e a responsabilidade contra os problemas não tinham sido esclarecidas sobre qual fabricante estava errado. A APC pediu ao fabricante Asiático de posição fraca para reparar. Portanto, o cronograma de operação foi adiado em mais de 2 anos.

A Equipe de Pesquisa está apreensiva de que a conclusão do projeto será adiada e o sistema não será operado por causa dos mesmos problemas.

Com base na experiência citada acima, o pacote de projetos a seguir é recomendado, aplicando-se os benefícios da ideia de pacotes.

1º estágio (primeiro projeto):

1 (um) pacote incluindo todos os sistemas e equipamentos

2º estágio (Expansão do projeto):

Diversos pacotes separados para cada equipamento após a confirmação da interface no 1º estágio.

## 2) Método de Aquisição para o Projeto Smart Grid

Para o método de aquisição no projeto, é altamente recomendado fazer uma licitação internacional de pacotes como projeto Pronto. Um motivo é que não há um contratante principal para fazer e coordenar um projeto de Smart Grid. O outro motivo é que é muito difícil manter a qualidade se o sistema for dividido em diversos subsistemas. Também, o trabalho de instalação deve ser incluído junto no fornecimento de equipamento a fim de fazer uma boa coordenação entre o projeto/fornecimento de equipamento e o trabalho de instalação. A licitação em pacotes pode contribuir para aumentar a qualidade total e gerar a responsabilidade unificada para o projeto global.

### (1) Estágio preliminar do projeto antes da oferta

O Proprietário/Consultor fará o projeto global relacionado com o Sistema Smart Grid e se a oferta for dividida em cada nível de equipamento, o Proprietário/Consultor deve fazer o detalhe do projeto da interface e especificar na especificação da oferta. Isso significa assumir a responsabilidade do projeto global e assumir os riscos da interface. Isso significa que projetistas habilidosos devem ser preparados para o projeto preliminar e pode tomar tempo e dinheiro para prepará-los.

### (2) Estágio da oferta

O custo dos equipamentos pode ser diminuído se o sistema for dividido com base nos equipamentos, porque no custo dos equipamentos, qualquer custo de projeto e engenharia não está incluso. No entanto,

os custos do projeto preliminar, projeto de detalhes e o custo de engenharia serão necessários no lado do Proprietário.

### (3) Estágio do projeto de detalhe dos Empreiteiros

Os Empreiteiros divididos apenas projetam seus equipamentos e os fornecem. O Proprietário deve realizar o projeto global e a coordenação de interface, isso pode levar muito tempo, custo e mão de obra. Além disso, o Proprietário deve assumir qualquer risco pelo projeto global.

### (4) Estágio de Instalação

Durante a instalação. É muito importante fornecer instruções para o empreiteiro de instalação. Se o sistema for dividido em diversos equipamentos, o projeto de instalação deve ser feito pelo lado do Proprietário.

### (5) Estágio de comissionamento

Cada Empreiteiro pode realizar o comissionamento para os seus equipamentos, mas não pode assumir a responsabilidade pelo comissionamento total incluindo a interface. Quando surgir um problema de interface, o engenheiro do Proprietário deve resolver o problema ao risco e às custas do Proprietário.

### (6) Estágio da Garantia

Durante o período da garantia, se qualquer descumprimento tiver ocorrido, o engenheiro do Proprietário deve investigar o problema e fazer um plano de recuperação apropriado e reparar e/ou melhorar o sistema. Se todo o sistema estiver em um pacote único, todas as responsabilidades serão assumidas pelo Empreiteiro e eles irão investigar, estudar, projetar novamente e reparar/melhorar.

### (7) Estágio de Operação

Se qualquer problema ocorreu durante a operação, o Proprietário realizar uma investigação e estudar para resolver o problema para a manutenção com o projetista do Proprietário continuamente. No entanto, se um contrato por pacote é realizado, o Proprietário pode entrar em contato com o fabricante e pedir a investigação com um pedido. Qualquer organização contínua do projeto não é exigida.

Tabela 6.4-1 Vantagem e Desvantagem do Projeto Dividido e Pacote

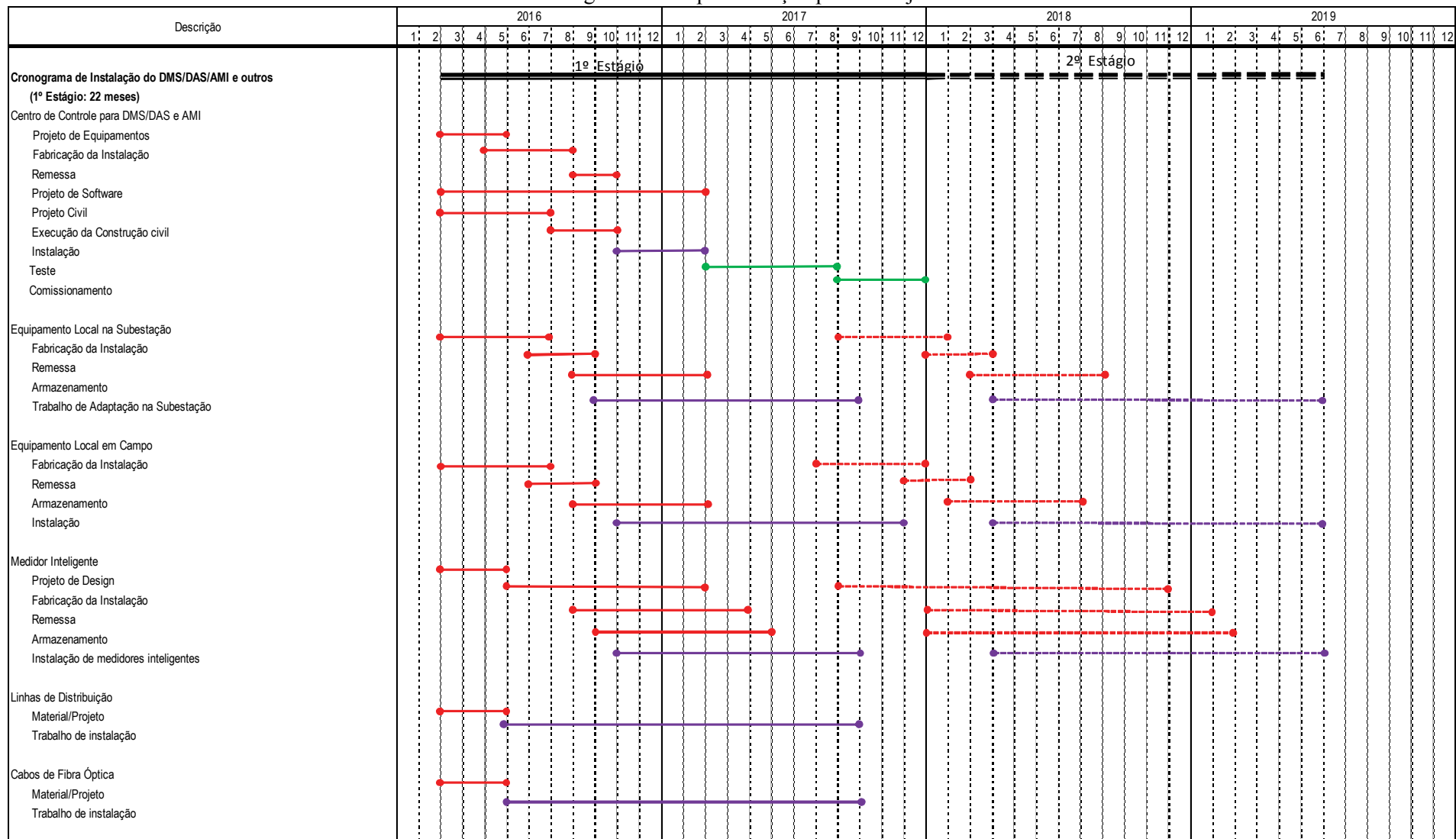
Descrição	Projeto em Pacote Único		Projeto Dividido	
	Vantagem	Desvantagem	Vantagem	Desvantagem
Estágio de projeto preliminar	Menos tempo e mão de obra	-	-	Engenharia e tempo
Estágio da oferta	Exigência de especificação e responsabilidade claras.	Custo é maior que em uma oferta dividida	Custo menor	Necessita de engenharia detalhada para coordenação da interface
Estágio do projeto de detalhe	A coordenação da interface pode ser concluída pelo Empreiteiro.	-	-	O Proprietário deve ter organização para realizar a coordenação da interface.
Estágio de Instalação	Idem	-	-	O Proprietário deve fazer o projeto de instalação e assumir a responsabilidade pela interface.
Estágio de Comissionamento	Idem	-	-	O Proprietário deve realizar o comissionamento que não está incluído em cada equipamento do Empreiteiro.
Estágio de Garantia	O Empreiteiro assumirá toda a responsabilidade em relação ao sistema geral.	-	-	O Proprietário deve investigar e realizar a ação ou reparo/melhoria relacionada à interface.
Estágio de Operação	O Proprietário pede ao empreiteiro para investigar e repara/melhora o problema com um pedido.	-	-	O Proprietário deve manter a organização do projeto continuamente.

(Fonte: Equipe de Pesquisa JICA)

### 3) Cronograma de Implementação

O cronograma de implementação do transporte e trabalhos de instalação está anexo a seguir. Nenhum método especial é requerido para o transporte e entrega no local.

Tabela 6.4-2 Cronograma de Implementação para o Projeto Smart Grid

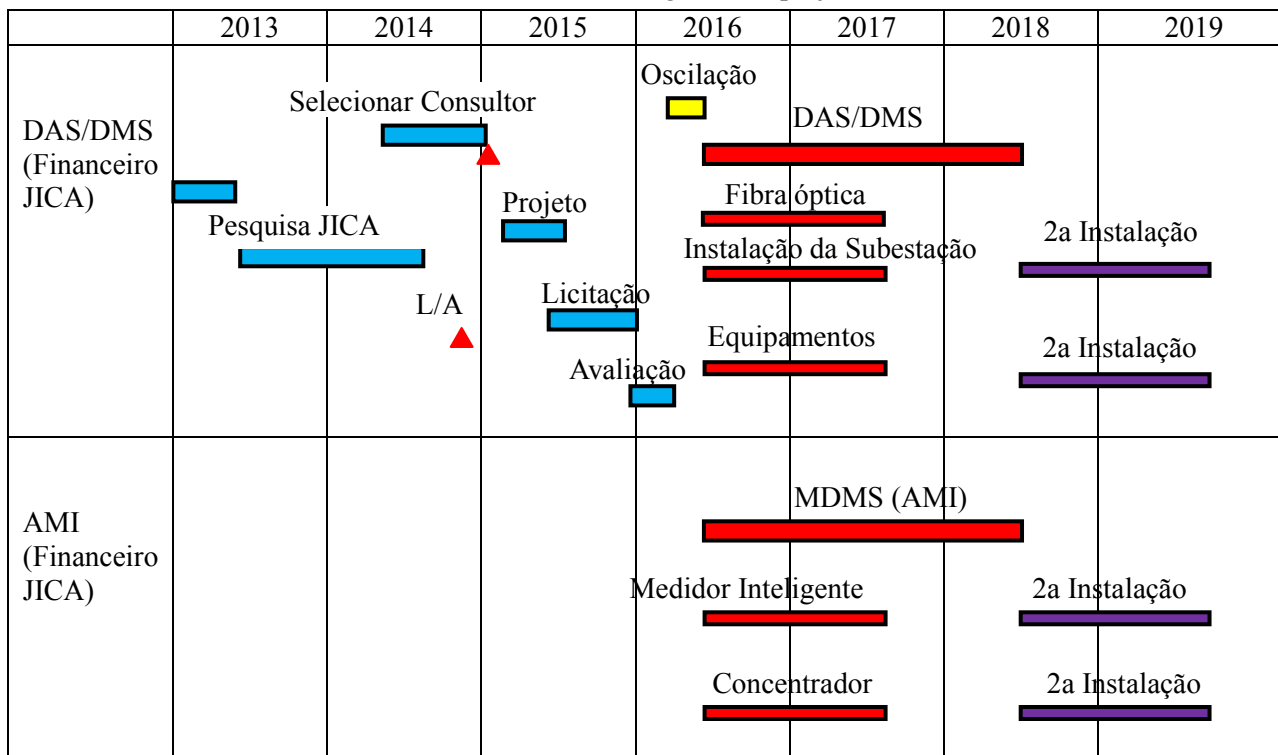


(Fonte: Equipe de Pesquisa JICA)

### 6.5 Cronograma do projeto

Esboço do cronograma do projeto, incluindo o projeto relacionado (SCADA) é apresentado na Tabela 6.5-1. O cronograma detalhado é explicado no documento em anexo.

Tabela 6.5-1 Cronograma do projeto



(Fonte: Equipe de Pesquisa JICA)

O cronograma de construção é calculado com base nas seguintes condições.

- \*1: 1,5 meses são necessários como trabalho de adaptação de uma subestação devido à instalação do CT para cada alimentador de 13,8 kV, que também instala os novos relés de proteção.  
 5 equipes podem ser trabalhadas como assunção.  $(5 \text{ equipes} \times 12 \text{ meses}) / 1,5 \text{ SS} = 40 \text{ SS/ano}$   
 Região Metropolitana de Curitiba: 28 SS como 1ª Instalação < 40SS  
 Região da Cidade de Curitiba: 12SS como 1ª Instalação e 10 SS como 2ª Instalação
- \*2: 1 dia é necessário para instalar a unidade OH. 5 equipes podem trabalhar como assunção.  
 1 unidade x 5 equipes x 12 meses x 20 dias/mês = 1.200 unidades /ano  
 Região Metropolitana de Curitiba: 1.000 unidades como 1ª Instalação < 1.200 unidades  
 Cidade de Curitiba: 753 unidades como 2ª Instalação
- \*3: 6 SM podem ser trocados do WHM existente para SM em um dia. Há 5 equipes/em cada ramificação. Há 3 ramificações na região da Cidade de Curitiba.  
 6 unidades x 5 equipes x 3 ramificações x 12 meses x 20 dias = 24.000 unidades/ano  
 A terceirização da instalação do SM é necessária: 5 vezes de 5 equipes é possível.  
 5 vezes x 24.000 unidades = 120.000 unidades / ano  
 120.000 clientes na Cidade de Curitiba (648.000 clientes na Cidade de Curitiba) como a 1ª Instalação < 120.000  
 100.000 clientes na Cidade de Curitiba como 2ª Instalação  
 Com base no padrão JICA, demora 12 meses para a seleção do consultor e 18 meses para a proposta para a PQ.

## Capítulo 7 Plano de Implementação do Projeto de Rede Inteligente (Smart Grid)

### 7.1 Condição de Organização de Implementação do Projeto

#### 7.1.1 Estrutura Atual da Organização de Execução do Projeto

Compete à Copel Distribution organizar a implementar do Projeto de Rede Inteligente na Região Metropolitana de Curitiba. O Departamento de Manutenção Eletromecânica e Automação (doravante no presente denominado DMEA) que pertence à Superintendência de Engenharia de Distribuição (SED) se passa a ter a seção principal responsabilidade pela execução do projeto. A estrutura atual organizacional da Copel Distribution é mostrada na figura a seguir.

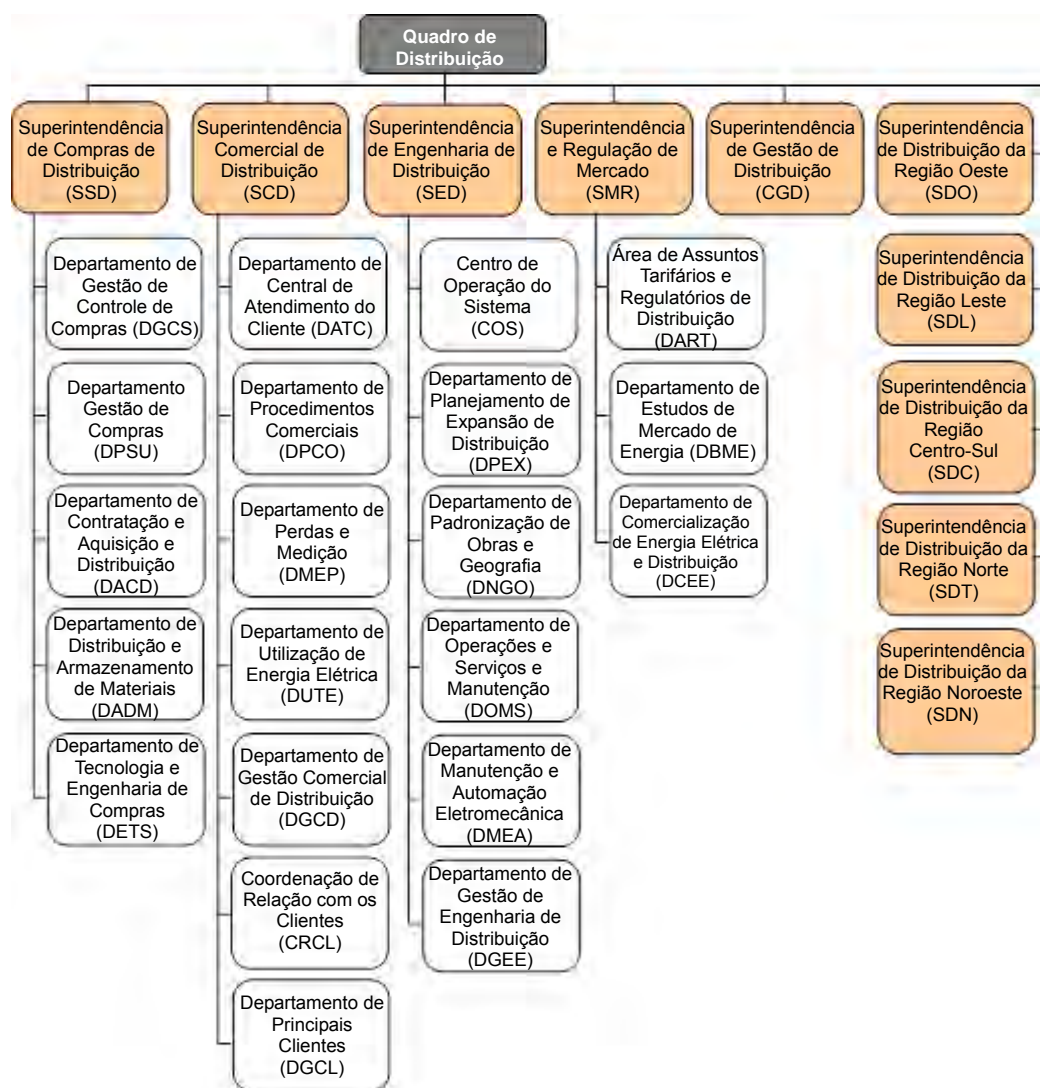


Figura 7.1-1 Organograma da COPEL Distribution

(Fonte: COPEL Distribution)

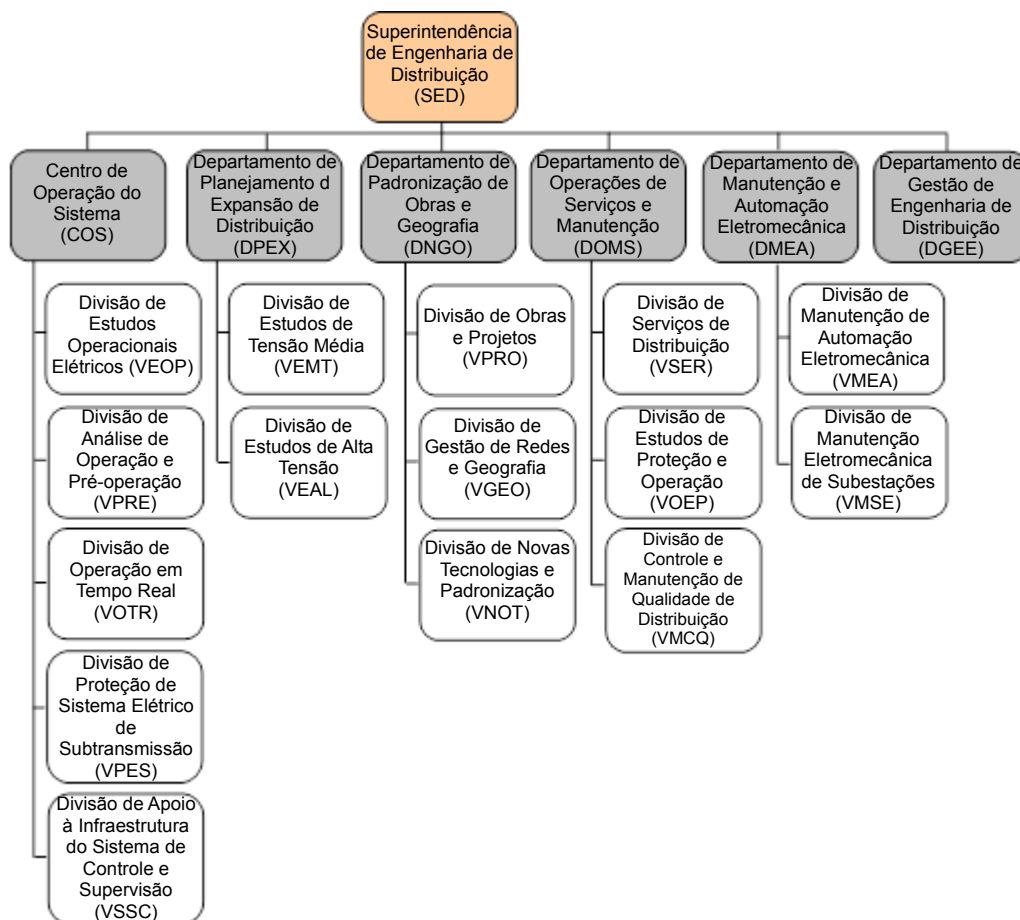


Figura 7.1-2 Organograma da SED

*(Fonte: COPEL Distribution)*

A revisão organizacional será planejada pela Copel Distribution para o reforço estrutural do projeto de rede inteligente. Embora o nome de divisão possa ser mudado, não haverá mudança no papel fundamental e a DMEA continuará a ter a responsabilidade pela execução do Projeto de Rede Inteligente na Região Metropolitana de Curitiba.

Além dos membros da DMEA, as seções seguintes oferecem o apoio de execução do Projeto de Rede Inteligente sob gestão da DMEA.

- Departamento de Gestão de Controle de Compras (DGCS): Compras de equipamentos e materiais.
- Departamento de Medição e Perdas (DMEP): Especificação da AMI, o plano de instalação da AMI.
- Departamento de Planejamento de Expansão de Distribuição (DPEX): Análise do sistema de distribuição, planejamento de distribuição.
- Departamento de Padronização e Obras e Geografia (DNGO): Gestão de sistema de mapeamento, gerenciamento padrão.
- Departamento de Operações de Serviços de Manutenção (DMT): Proteção do Sistema de Distribuição
- Departamento de Gestão de Engenharia de Distribuição (DGEE): Manutenção das instalações de

distribuição.

A COPEL Telecomunicações encarrega-se da instalação das instalações de comunicação como fibra óptica e equipamentos de transmissão para a última milha, descrita no capítulo 6.3.8. A presente estrutura organizacional da COPEL Telecomunicações é mostrada na seguinte figura. O Departamento de infraestruturas de telecomunicações e a Engenharia de transmissão tornam-se as principais seções de responsabilidade para a implementação do projeto para a instalação das instalações de comunicação.

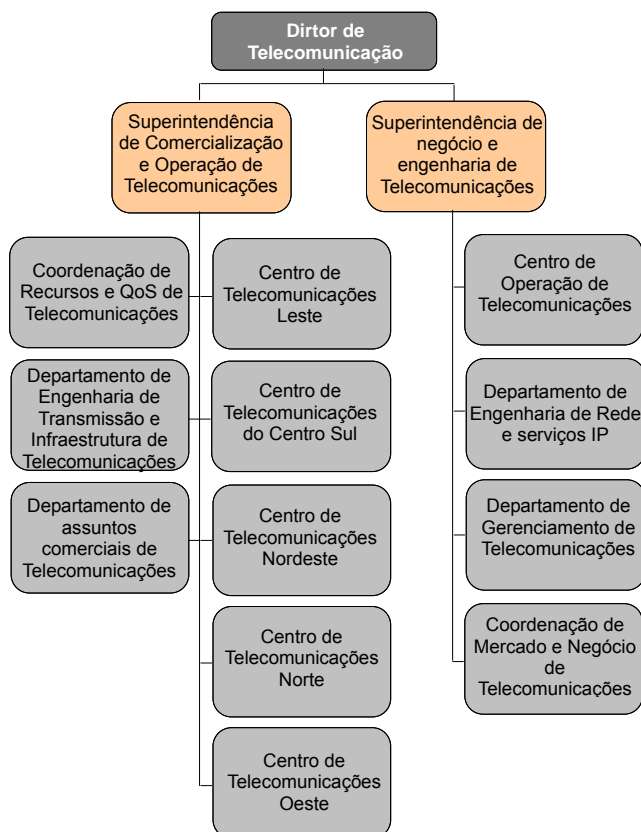


Figura 7.1-3 Organograma de Distribuição da COPEL

(Fonte: COPEL Telecomunicações)

### 7.1.2 Organização de Operação e Manutenção para Instalações do Projeto de Rede Inteligente

O centro de controle de distribuição, que pertence à Superintendência Regional de Distribuição Leste (SDL) opera as instalações do projeto de Rede Inteligente. O DAS/DSM será instalado no centro de controle da distribuição e os operadores controlam as instalações instaladas nos monitores de controle.

Os três centros de manutenção, Centro de Manutenção de Curitiba, centro de manutenção do Curitiba Norte, centro de manutenção de São José dos Pinhais, que pertencem à Superintendência Regional de Distribuição Leste (SDL), mantêm as instalações do projeto de Rede Inteligente. A área de manutenção de cada centro de manutenção é mostrada na tabela a seguir e o mapa é exibido na Figura 4.9-4.



Tabela 7.1-1 A área de manutenção de cada centro de manutenção

Centro de manutenção	Municípios
Centro de manutenção Curitiba Norte (VMACBN)	Adrianópolis
	Almirante Tamandaré
	Bocaiúva do Sul
	Campina Grande do Sul
	Campo Magro
	Cerro Azul
	Colombo
	Doutor Ulysses
	Itaperuçu
	Pinhais
	Piraquara
	Quatro Barras
	Rio Branco do Sul
Tunas do Paraná	
Centro de manutenção de Curitiba (VMACTA)	Curitiba
Centro de Manutenção de São José dos Pinhais (VMASJP)	Agudos do Sul
	Araucária
	Balsa Nova
	Campo do Tenente
	Contenda
	Fazenda Rio Grande
	Lapa
	Mandirituba
	Piên
	Quitandinha
	Rio Negro
	São José dos Pinhais
	Tijucas do Sul

(Fonte: Elaborado pela Equipe de Pesquisa JICA)

## 7.2 Capacidade de Organização de Execução do Projeto para Implementação do Projeto

### 7.2.1 Experiência de Organização de Execução do Projeto

Na COPEL Distribution, nove projetos foram registrados na lista da ANEEL no período de 2011 a 2012, como mostrado na tabela a seguir. A escala do projeto é de um milhão de reais a cinco milhões de reais, sendo o total é de vinte e cinco milhões de reais.

Tabela 7.2-1 Projeto registrado na ANEEL

Descrição do Projeto	Custo do Projeto	Data de Registro
Desenvolvimento de uma ferramenta computacional para análise de fluxo de potência e curto-circuito em sistemas que contenham controladores FACTS	R\$ 740,920	2009/8/25
Tecnologia de monitoramento aéreo para inspeções de subestações, linhas e redes de transmissão e distribuição de energia elétrica utilizando sistema digital de monitoramento infravermelho e visual	R\$ 2,146,900	2009/8/26
Sistema de Previsão Integrada de Mercado de Energia Elétrica	R\$ 4,842,856	2009/8/25
Desenvolvimento de cabeça de série de sensor de proximidade de rede de distribuição como acessório de capacetes de segurança	R\$ 763,732	2009/8/25
Métodos e Algoritmos para Melhoria da Eficiência do Gerenciamento da Manutenção em Sistemas de Distribuição	R\$ 1,359,800	2009/8/31
Sistema de Gestão do Conhecimento para Apoio a Operação em Tempo Real de Sistemas Elétricos de Potência	R\$ 2,995,158	2011/1/31
Desenvolvimento de Produtos para a Limpeza de Equipamentos de Linha Viva	R\$ 752,960	2011/2/14
Desenvolvimento de Metodologia para Avaliação em Tempo Real dos Efeitos de Descargas Atmosféricas em Redes de Distribuição	R\$ 3,911,863	2011/7/15
Avaliação do óleo de crambe como fluido isolante em transformadores e desenvolvimento agroindustrial da cultura	R\$ 3,501,712	2012/6/4
Desenvolvimento de material cerâmico para descontaminação de óleo mineral isolante com bifenilas policloradas, PCBs	R\$ 2,116,557	2011/9/2
Desenvolvimento de material cerâmico para descontaminação de óleo mineral isolante com bifenilas policloradas, PCBs	R\$ 2,034,589	2012/7/30
DESENVOLVIMENTO DE PROCESSO PARA DESTRUIÇÃO DE PCBs EM ÓLEO MINERAL ISOLANTE	R\$ 1,874,331	2012/7/10
Controlador de Carga Pulsada Portátil Para Baterias de Sistemas Fotovoltaicos de Geração de Energia Elétrica	R\$ 2,253,324	2012/12/20
SISTEMA AUTOMÁTICO DE GERENCIAMENTO DA PROTEÇÃO EM TEMPO REAL	R\$ 5,149,512	2012/10/1

(Fonte: Elaborado pela Equipe de Pesquisa JICA)

Além disso, dois projetos de redes inteligentes estão sendo realizadas na Cidade de Curitiba e Fazenda Rio Grande. Portanto, a Copel Distribution tem experiência de execução de projetos. A escala de projeto é mostrada na tabela a seguir.

Tabela 7.2-2 Projetos de Rede Inteligente em andamento

Projeto	Prazo	Número de Fases	Valor Total	Divisão
Fazenda Rio Grande	2012-2015	2 (estudo, execução)	R\$ 30-40 milhões	VMEA
Cidade de Curitiba	2013-2014	1(execução)	R\$ 40 milhões	VMEA

(Fonte: Elaborado pela Equipe de Pesquisa JICA)

Além disso, a própria Copel Distribution está estudando a instalação do sistema SCADA e está planejando a conclusão em 2015. A partir da situação acima, pode-se dizer que a COPEL pode executar satisfatoriamente o Projeto de Rede Inteligente na Região Metropolitana de Curitiba, pois a COPEL Distribution tem experiência suficiente da rede inteligente e outros projetos por si só.

### 7.2.2 Pessoal para Organização de Execução do Projeto

Na COPEL Distribuição, o DMEA se encarrega do projeto de sistema de automação de distribuição, conforme descrito no Capítulo 7.1.1. Além disso, os membros da DMEA tem experiência do projeto de rede inteligente, conforme descrito no Capítulo 7.3. É possível ter mão de obra necessária para o plano e design do Projeto de Rede Inteligente na Região Metropolitana de Curitiba, colocando-as de forma adequada.

Além disso, a COPEL Distribution tem um plano para alterar a estrutura organizacional e a formação de DMEA, o que pode aumentar o número de equipes para executar os futuros projetos de rede inteligente, podendo ser alterado. Os funcionários atuais pertencentes ao DMEA são mostrados na tabela a seguir.

Tabela 7.2-3 Membro do DMEA

Departamento	Divisão	Classe	Número	Total
DMEA	VMEA	Engenheiro	18	29
		Técnico	11	
	VMSA	Engenheiro	11	22
		Técnico	11	

(Fonte: Elaborado pela Equipe de Pesquisa JICA)

A estrutura da organização atual da Superintendência de Distribuição Leste Regional (SDL) é exibida na figura a seguir.



Figura 7.2-1 Organograma do SDL

O pessoal atual pertencente à SDL é exibido na tabela a seguir.

Tabela 7.2-4 Membro do SDL

Departamento	Divisão	Número	Total
SDL	VODLES	76	334
	VAMLES	8	
	VCQLES	39	
	VEELES	26	
	VEMLES	46	
	VMACTA	52	
	VMACBN	31	
	VMASJP	29	
	VMALIT	27	

O número de pessoal de manutenção da linha de distribuição na Área do Projeto de Rede Inteligente na Região Metropolitana de Curitiba (VMACTA, VMACBN, VNASJP) é de 572, incluindo as empresas associadas, como mostrado na tabela a seguir. Os funcionários que podem fazer o trabalho de linha a quente e os funcionários que podem fazer o trabalho linha inativa podem executar funções de construção para os projetos de rede inteligente. O número total destes funcionários é 41 na COPEL Distribution e 90 em empresas associadas, 131 no total. Além disso, o trabalho de construção é executado por dois funcionários. Portanto, na Região Metropolitana de Curitiba, 65 equipes podem estar envolvidas no

trabalho de construção da linha de distribuição no momento.

Tabela 7.2-5 Números de Pessoal de Manutenção para Rede de Distribuição na Região Metropolitana de Curitiba

	COPEL			Empresas associadas (Número total das quatro empresas)	
	VMACTA	VMACBN	VMASJP		
Funcionário (linha inativa)	0	0	6	Funcionário (linha inativa)	51
Funcionário (linha ativa)	15	10	10	Funcionário (linha ativa)	39
Funcionário (subterrâneo)	17	0	0	Funcionário (subterrâneo)	12
Técnico	5	6	5	Funcionário (corte de árvores)	126
				Funcionário (limpeza)	267
				Funcionário (coleta de árvores)	3
Total	37	16	21	Total	498

(Fonte: Elaborado pela Equipe de Pesquisa JICA)

A partir da situação acima, pode-se dizer que a COPEL tem pessoal suficiente para realizar o projeto de Rede inteligente na Região Metropolitana de Curitiba.

### 7.2.3 Nível Técnico da Organização de Execução do Projeto

Na Copel, a comissão de contrato de construção e o contrato de aquisição de equipamentos se baseiam na licitação (internacional). As informações de licitação são liberadas na página da Copel Distribution na Internet. Além disso, a Copel Distribution tem as seguintes normas e as libera na página. Os licitantes podem acessar as informações de licitações e normas de equipamentos pela Internet.

- Norma Técnica Copel : NTC.
- Especificação Técnica Copel : ETC.
- Manual de Instrução Técnica Copel : MIT.

A COPEL Distribution possui quatro centros de manutenção na Área Metropolitana de Curitiba. A função dos centros de manutenção não é só manter as instalações de distribuição, mas também verificar e reparar as instalações, gerenciar e controlar os materiais. Existem os seguintes veículos para manutenção e construção de equipamentos de distribuição.

Tabela 7.2-6 Veículos para Manutenção

Tipo	Classe	Número de veículos
Veículo para trabalho em altura	16m	200
	32m	2
Veículo com transformador	7MVA	1
	30MVA	2

(Fonte: Elaborado pela Equipe de Pesquisa JICA)

Além disso, os equipamentos instalados são verificados no centro de manutenção para controle da qualidade. As instalações do projeto da Fazenda Rio Grande e do projeto da Cidade de Curitiba também estão sendo verificadas no centro de manutenção e as instalações do Projeto de Rede Inteligente na Região Metropolitana de Curitiba serão verificadas no centro de manutenção.

Além disso, no que diz respeito ao treinamento de pessoal, a COPEL Distribution tem instalações de treinamento para a construção e manutenção dos equipamentos de distribuição e treina os técnicos de distribuição para a melhoria da capacidade de construção e manutenção.

A partir da situação acima, pode-se dizer que a COPEL tem pessoal capacidade técnica suficiente para realizar o projeto de Rede Inteligente na Região Metropolitana de Curitiba.



Figura 7.2-2 Instalações de Teste para Verificação dos Equipamento Instalados (LBS e RC)

(Fonte: Foto pela Equipe de Pesquisa)



Figura 7.2-3 Equipamento de Segurança Equipamento de Isolamento

(Fonte: Foto pela Equipe de Pesquisa)



Figura 7.2-4 Instalações de Treinamento

(Fonte: Foto pela Equipe de Pesquisa)

### 7.3 Estrutura da Implementação do Projeto

Há dois casos da estrutura organizacional para os projetos de distribuição, que são mostrados na tabela a seguir.

Tabela 7.3-1 Estrutura da Implementação do Projeto

Caso	Empresa Financiada	Organização da Implementação do Projeto	Observações
Caso 1	COPEL Holding Co	COPEL Distribution COPEL Telecommunications	Possui implicações de impostos para transferir fundos entre a COPEL Holding Co. e COPEL Distribution ou COPEL Telecommunications.
Caso 2	COPEL Distribution	COPEL Distribution COPEL Telecommunications	É necessário duas empresas financiadas, COPEL Distribution e COPEL Telecommunications, para empréstimo em ienes.

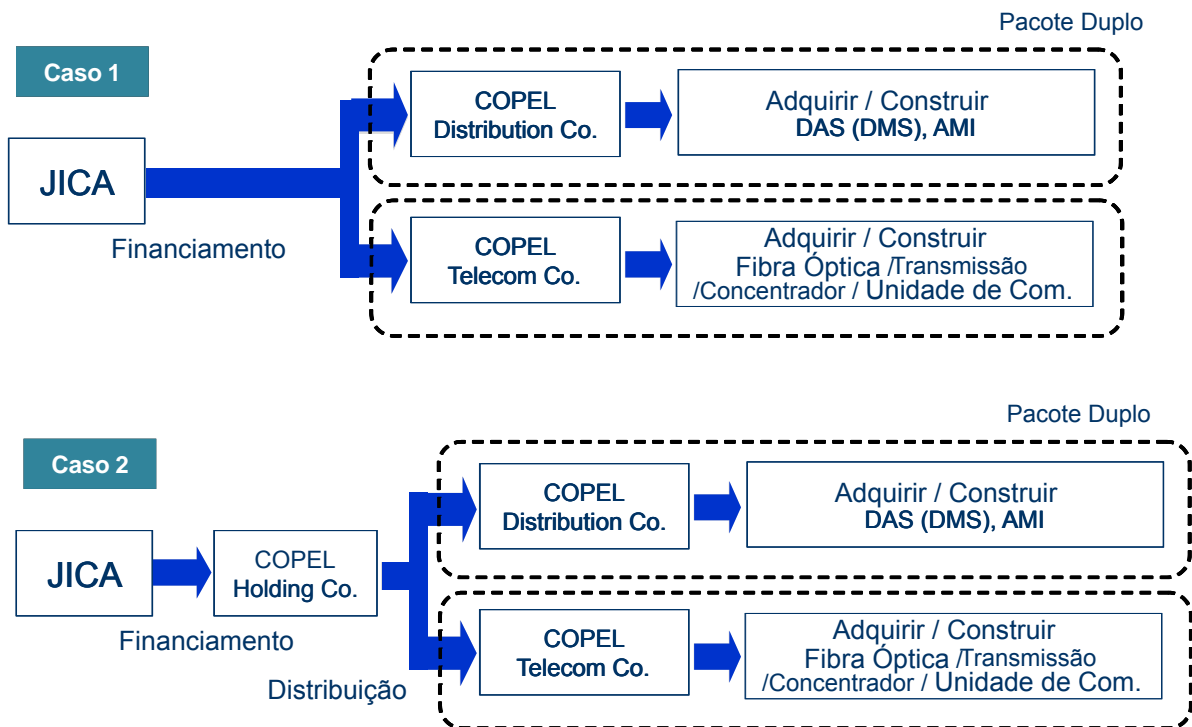


Figura 7.3-1 Imagem do fluxo de financiamento

(Fonte: Elaborado pela Equipe de Pesquisa JICA)

Cada estrutura organizacional para os projetos de distribuição é exibida na Figura 7.3-2 e Figura 7.3-3. A fim de definir a responsabilidade clara do projeto, recomenda-se formar uma equipe de projeto como força-tarefa.



**Caso 1**

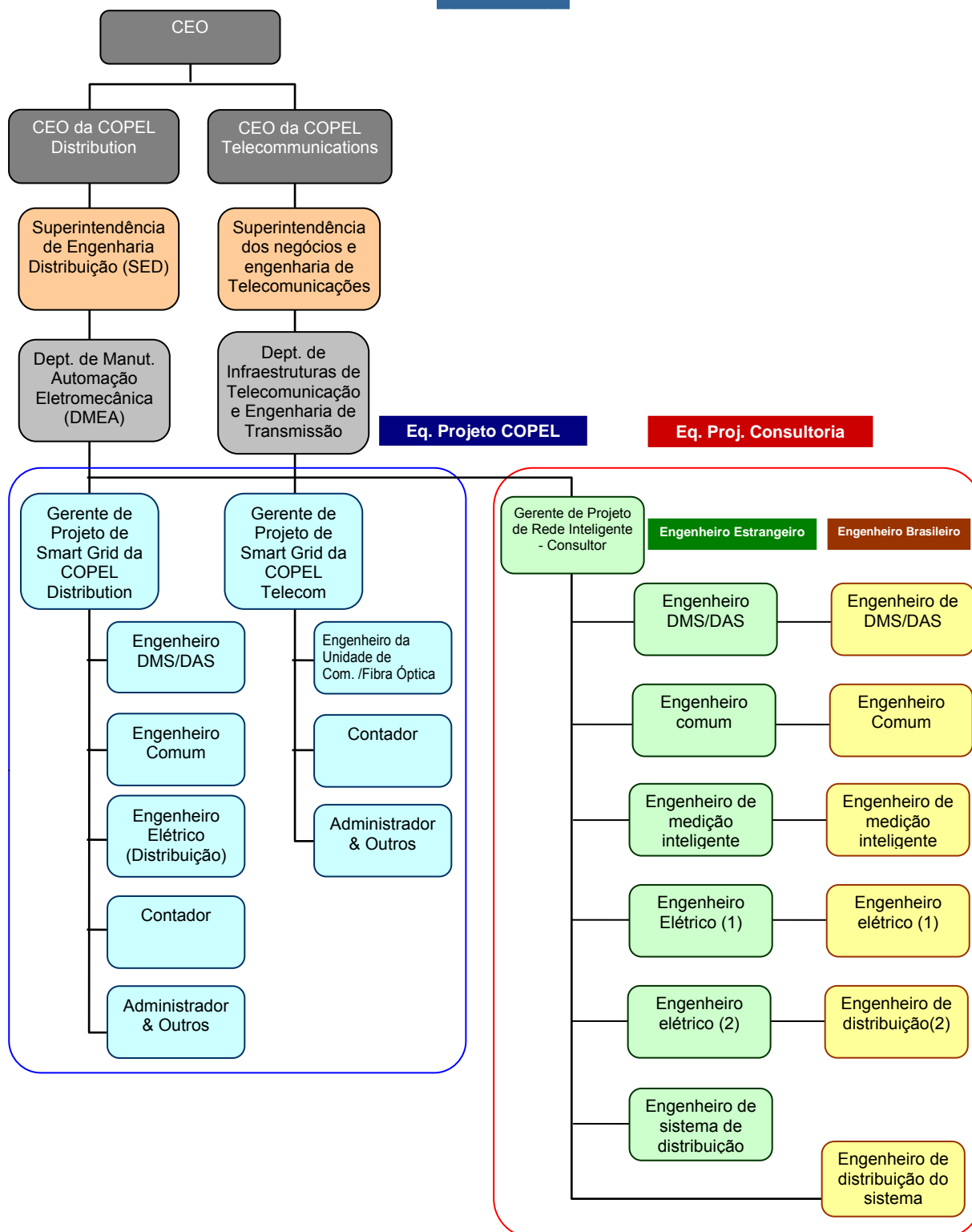


Figura 7.3-2 Estrutura Organizacional para os Projetos de Distribuição (Caso 1)  
 (Fonte: Elaborado pela Equipe de Pesquisa JICA)

## Caso 2

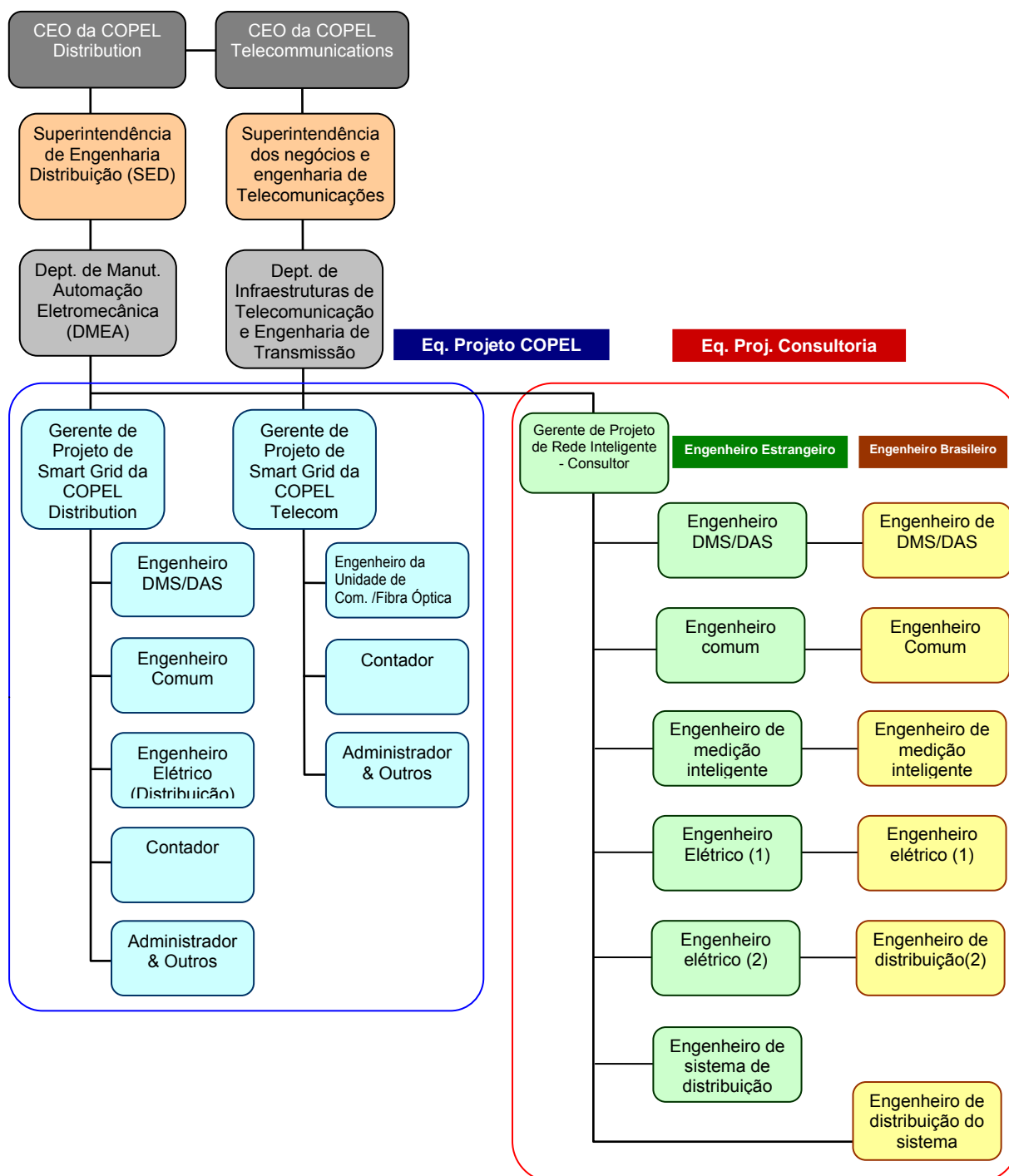


Figura 7.3-3 Estrutura Organizacional para os Projetos de Distribuição (Caso 2)

(Fonte: Elaborado pela Equipe de Pesquisa JICA)

## 7.4 Situação Financeira da Entidade de Implementação

### 7.4.1 Lucros e Perdas

#### 1) COPEL Holdings (Consolidadas)

A tabela de lucros e perdas da COPEL consolidada é mostrada na Tabela 7.4-1. As receitas e custos operacionais estão aumentando de 2009 para 2012. Os lucros operacionais diminuíram de 2009 a 2010, aumentaram de 2010 para 2011 e diminuíram de 2011 para 2012. De qualquer forma, os lucros operacionais continuaram (a conta está em positivo). De 2009 a 2011, o lucro/perda não operacional foi no positivo, mas em 2012 estava no vermelho.

Tabela 7.4-1 Lucros e perdas da COPEL consolidada (R\$ 1000)

Ano	2009	2010	2011	2012
<b>Receitas Operacionais</b>	<b>6.250.140</b>	<b>6.901.113</b>	<b>7.776.165</b>	<b>8.532.217</b>
Vendas a clientes	2.059.554	2.213.403	2.330.828	2.625.509
Vendas para distribuidores	1.209.157	1.288.001	1.439.831	1.623.507
Usar do sistema de rede	1.975.117	2.272.421	2.762.368	2.831.101
Construção	601.880	663.534	741.726	788.260
Lease & Aluguel	0	103.686	88.909	0
Outras receitas operacionais	404.432	360.068	412,503	663.840
<b>Custos Operacionais</b>	<b>5.207.005</b>	<b>5.968.143</b>	<b>6.472.671</b>	<b>7.542.738</b>
Compra de energia	1.816.848	1.972.275	2.152.545	2.807.735
Encargos de uso de rede	553.174	592.741	632.518	772.361
Pessoal e manutenção	630.917	811.514	982.653	1.246.599
Pensão & Saúde	85.243	124.221	150.845	182.878
Materiais	80.224	84.124	85.610	69.816
Serviços	228.579	350.906	391.433	410.059
Depreciação e Amortização	509.230	542.992	553.165	550.588
Provisões e Reservas	0	362.776	289.655	218.796
Construção	601.614	662.887	731.443	771.912
Outros custos operacionais	701.176	463.707	502.804	511.994
<b>Ganho de capital sub.</b>	<b>14.327</b>	<b>99.337</b>	<b>55.654</b>	<b>11.040</b>
<b>Resultados operacional</b>	<b>1.057.462</b>	<b>1.032.307</b>	<b>1.359.148</b>	<b>1.000.519</b>
<b>Resultado não operacional</b>	<b>6.735</b>	<b>348.425</b>	<b>224.768</b>	<b>-27.821</b>
<b>Resultado circulante</b>	<b>1.064.197</b>	<b>1.380.732</b>	<b>1.583.916</b>	<b>972.698</b>

(Fonte: Demonstrações Financeiras e Relatório Trimestral dezembro 2012 da Copel)

No entanto, o lucro circulante continuou de 2009 a 2012 apesar de ter diminuído entre 2011 e 2012.

#### 2) COPEL Distribution

A Tabela de Resultado da COPEL Distribution (filial) é mostrada na Tabela 7.4-2. As receitas e custos operacionais estão aumentando de 2009 para 2012. O lucro operacional aumentou de 2009 a 2011,

mas a conta de operacional se tornou uma perda em 2012. A Conta corrente ficou positivo em 2009 a 2011, mas negativo em 2012. De acordo com as equipes de contabilidade da COPEL Distribution, os motivos são as duas questões seguintes.

(1) Mudança do Método de Avaliação de Ativo pela ANEEL

O método de avaliação de ativo foi alterado pela ANEEL e, então, a COPEL Distribution precisou incluir a redução dos ativos como custos.

(2) Aposentadorias Voluntárias Mais Cedo do que o Estimado

A COPEL Distribution pediu aposentadoria voluntária antecipada dos funcionários, mas as aposentadorias em 2012 foram maiores do que o esperado e a COPEL Distribution precisou pagar seus benefícios de modo que as despesas aumentaram.

Tabela 7.4-2 Lucros e perdas da COPEL Distribution (R\$ 1000)

Ano	2009	2010	2011	2012
<b>Receitas Operacionais</b>	<b>4.420.923</b>	<b>4.939.328</b>	<b>5.490.064</b>	<b>5.892.171</b>
Vendas a clientes	1.960.175	2.104.950	2.233.335	2.490.638
Vendas para distribuidores	57.879	64.471	91.789	155.463
Sistema de Rede	1.801.832	2.117.454	2.505.499	2.500.075
Construção	545.882	599.634	606.620	665.601
Lease & Aluguel	57.177	53.755	56.058	0
Outras receitas operacionais	-2.022	-936	-3.237	80.394
<b>Custos Operacionais</b>	<b>4.316.069</b>	<b>4.577.731</b>	<b>5.038.081</b>	<b>5.968.827</b>
Compra de energia	2.037.970	2.170.875	2.365.587	2.939.447
Encargos de uso de rede	434.171	468.723	505.869	648.501
Pessoal e manutenção	554.202	546.834	657.382	824.102
Pensão & Saúde	76.624	86.359	104.234	126.187
Materiais	53.478	60.132	66.018	48.296
Serviços	255.958	277.437	307.494	320.135
Depreciação e Amortização	167.516	180.701	193.969	192.344
Provisões e Reservas	103.515	106.913	122.332	118.986
Construção	545.882	599.634	606.620	665.601
Outros custos operacionais	86.753	80.123	108.576	85.228
<b>Resultado operacional</b>	<b>104.854</b>	<b>361.597</b>	<b>451.983</b>	<b>-76.656</b>
<b>Resultado não operacional</b>	<b>65.940</b>	<b>378.910</b>	<b>256.721</b>	<b>5.644</b>
<b>Resultado circulante</b>	<b>170.794</b>	<b>740.507</b>	<b>708.704</b>	<b>-71.012</b>

(Fonte: Demonstrações Financeiras e Relatório Trimestral dezembro 2012 da Copel)

Portanto, a conta de perda em 2012 é considerada temporária.

As receitas operacionais da GET (Geração e Transmissão), DIS (Distribuição) e Tel. (Telecomunicações) em 2012 foram de R\$ 2.243 milhões, R\$ 5.892 milhões, e R\$ 172 milhões, respectivamente, de forma que a escala receita da Companhia de Distribuição seja a maior. No entanto, os Lucros Operacional de GET, DIS e TEL em 2012 foram R\$ 885 milhões, R\$ -77 milhões e R\$ 33 milhões, respectivamente.

## 7.4.2 Balanço Patrimonial

### 1) COPEL Holdings (Consolidadas)

O balanço patrimonial da COPEL consolidada é mostrado na Tabela 7.4-3 e 7.4-4. O total do ativo está aumentando de 2009 para 2012. Os ativos não circulantes são mais do que o ativo circulante, que oscilaram aumentando de 2009 para 2012 e bens, imóveis instalações são os maiores (quase a metade) no ativo não circulante.

Tabela 7.4-3 Balanço Patrimonial dos Ativos (1) da COPEL Consolidada (R\$ 1.000)

Ano	2009	2010	2011	2012
<b>Total do Ativo</b>	<b>16.312.903</b>	<b>17.859.432</b>	<b>18.842.019</b>	<b>21.211.554</b>
<b>Ativo Circulante</b>	<b>3.612.114</b>	<b>4.157.790</b>	<b>3.702.013</b>	<b>4.699.255</b>
Caixa e equivalentes	1.518.523	1.794.416	1.049.125	1.483.137
Títulos e valores mobiliários	365.243	534.095	582.019	635.501
Cauções e depósitos vinculados	5.047	64.078	2.668	36.812
Contas a receber (clientes)	1.071.986	1.162.627	1.368.366	1.489.173
Dividendos a receber	5.135	5.851	17.906	9.555
CRC para Estado	49.549	58.816	65.862	75.930
Contas a receber da concessão	44.070	54.700	80.626	361.404
Outros recebíveis	133.002	161.069	161.313	235.281
Estoques	112.102	121.424	103.802	124.809
Imposto de renda e Contribuições sociais	270.558	158.213	215.381	193.158
Outras contas a receber	31.933	37.536	50.357	49.491
Outras despesas antecipadas	4.966	4.965	4.588	5.004
<b>Ativos não circulantes</b>	<b>12.700.789</b>	<b>13.701.642</b>	<b>15.140.006</b>	<b>16.512.299</b>
<b>Realizável a Longo Prazo</b>	<b>3.807.275</b>	<b>4.805.293</b>	<b>5.659.868</b>	<b>6.302.904</b>
Aplicações financeiros	64.298	33.431	100.142	171.761
Contas a receber	51.932	43.729	32.452	26.171
CRC para Estado	1.205.025	1.282.377	1.280.598	1.308.354
Depósitos judiciais	159.012	400.699	430.817	574.473
Contas a receber da concessão	1.828.220	2.423.345	3.236.474	3.402.597
Adiantamento a fornecedores	0	9.902	0	0
Outros recebíveis	16.949	5.322	17.223	31.560
Imposto de renda e Contribuições sociais	0	12.341	18.714	19.995
Outros impostos a recuperar não circulante	83.957	84.862	77.912	120.189
Imposto de renda e Contribuições sociais diferidos	397.882	507.710	465.536	647.804
Contas a receber de outras partes	0	1.575	0	0
<b>Investimentos</b>	<b>405.653</b>	<b>483.450</b>	<b>549.158</b>	<b>543.036</b>
<b>Bens, Instalações e Equipamentos</b>	<b>6.659.648</b>	<b>6.663.945</b>	<b>7.209.123</b>	<b>7.871.849</b>
<b>Ativos Intangíveis</b>	<b>1.828.213</b>	<b>1.748.954</b>	<b>1.721.857</b>	<b>1.794.510</b>

(Fonte: Demonstrações Financeiras e Relatório Trimestral dezembro 2012 da Copel)

Total do passivo e o patrimônio líquido estão aumentando de 2009-2012 conforme são iguais ao total do ativo por causa do balanço patrimonial. O patrimônio líquido é muito mais do que passivo (partes de capital é de aproximadamente 60% do total do passivo e patrimônio líquido, mas está diminuindo

de 64,5% em 2009 para 58,9% em 2012).

Em relação ao passivo, o passivo não circulante é muito mais do passivo circulante. A parcela de passivo não circulante no total do passivo é de 67,3% em 2012 (cerca de 70% em 2009 e 2011 e 61% em 2010).

Tabela 7.4-4 Balanço Patrimonial do Passivo (2) da COPEL Consolidada (R\$ 1.000)

Ano	2009	2010	2011	2012
<b>Total do passivo e patrimônio líquido</b>	<b>16.312.903</b>	<b>17.859.432</b>	<b>18.842.019</b>	<b>21.211.554</b>
<b>Passivo Circulante</b>	<b>1.723.323</b>	<b>2.536.801</b>	<b>2.058.821</b>	<b>2.847.818</b>
Folha de pagamento, encargos sociais e seg. Fornecedores	206.957	175.584	224.095	384.150
Imposto de renda e Contribuições sociais	543.529	612.568	747.453	1.136.359
Outros Passivos fiscais	124.505	153.249	151.790	170.189
Empréstimos e financiamentos	325.990	378.871	288.457	290.896
Debêntures	81.698	83.095	116.487	274.009
Dividendos a pagar	54.195	621.157	0	0
Benefícios pós-emprego	90.806	163.634	135.744	204.780
Encargos de clientes a pagar	22.505	24.255	36.037	25.819
P& D e eficiência energética.	29.523	56.105	70.511	56.498
Concessão a pagar	121.005	155.991	156.915	159.599
Outras contas a pagar	38.029	40.984	44.656	48.477
<b>Passivo não circulante</b>	<b>4.065.217</b>	<b>4.026.805</b>	<b>4.713.670</b>	<b>5.866.238</b>
Empresas subsidiárias e coligadas	84.581	71.308	86.676	97.042
Fornecedores	0	0	0	0
Passivos fiscais	175.796	144.936	108.462	100.996
Imposto de renda e Contribuições sociais diferidos	131.650	32.252	152	0
Empréstimos e financiamentos	901.084	887.218	648.266	615.924
Debêntures	784.144	1.280.982	2.057.985	2.987.546
Benefícios pós-emprego	753.384	0	0	0
P& D e eficiência energética.	352.976	384.208	432.838	502.423
Concessão a pagar	90.493	90.732	94.649	104.561
Outras contas a pagar	312.626	340.099	370.442	399.080
Provisões para demandas judiciais	2.953	0	53	0
<b>Patrimônio líquido</b>	<b>10.524.363</b>	<b>11.295.826</b>	<b>12.069.528</b>	<b>12.497.498</b>
<b>Atribuído aos acionistas controladores</b>	<b>10.295.998</b>	<b>11.030.123</b>	<b>11.826.694</b>	<b>12.232.992</b>
Capital	5.298.340	6.910.000	6.910.000	6.910.000
Ajustes de avaliação de patrimônio líquido	1.660.634	1.559.516	1.457.081	1.350.002
Reservas legais	428.912	478.302	536.187	571.221
Reserva de retenção de lucros	2.908.112	2.056.526	2.838.551	3.337.295
Reserva de Lucros a Realizar	0	0	0	0
Dividendos propostos adicionais	0	25.779	84.875	64.474
Lucros (prejuízos) acumulados	0	0	0	0
<b>Atribuível aos acionistas minoritários</b>	<b>228.365</b>	<b>265.703</b>	<b>242.834</b>	<b>264.506</b>

(Fonte: Demonstrações Financeiras e Relatório Trimestral dezembro 2012 da Copel)

No passivo não circulante, empréstimos e financiamentos, são os maiores e sua participação no passivo não circulante é de 50,9% em 2012, mas aumentou de 19,3% ou 37,8% incluindo debêntures em 2009. Assim, os empréstimos se tornaram importantes no passivo.

De acordo com o Relatório Trimestral da COPEL, o perfil da dívida da Companhia em dezembro de 2012 é mostrado na Tabela 7.4-5. A moeda estrangeira é esmagadoramente pequena (apenas 1,8%). Em moeda nacional, a dívida com o Banco do Brasil (e outros) é a maior (48% em moeda nacional) e debêntures (títulos) são a segunda maior (31,6%).

Tabela 7.4-5 Perfil de Dívida da COPEL consolidada (R\$ 1.000).

Categoria	Fonte	Curto prazo	Longo prazo	Total
Moeda estrangeira	Tesouro Nacional	3.311	56.029	59.340
	Eletrobras	6	5	11
	Total	3.317	56.034	59.351
Moeda nacional	Eletrobras- COPEL	54.204	178.841	233.045
	FINEP	2.014	27.511	29.525
	BNDES	33.131	353.967	387.098
	Banco do Brasil e outros	168.624	1.373.235	1.541.859
	Debêntures	12.719	997.958	1.010.677
	Total	270.692	2.931.512	3.202.204
	3,202,204	274.009	274.009	2.987.546
	3,261,555			

(Fonte: Relatório Trimestral da Copel dezembro 2012)

No “Relatório Anual de Sustentabilidade e Gestão de 2009 da COPEL”, consta que a classificação nacional de longo prazo da COPEL e sua quarta emissão de debêntures era de 'AA' (bra) de acordo com a Agência Fitch Ratings, em 2009. Além disso, é descrito que a classificação corporativo da Copel era "Aa1.br", de acordo com escala brasileira da América Latina da Moody's. Além disso, a COPEL foi considerada “AA+” pela Fitch Ratings em 2011.

## 2) COPEL Distribution

O balanço patrimonial da COPEL consolidada é mostrado na Tabela 7.4-6 e 7.4-7. O total do ativo está aumentando de 2009 para 2012. Os ativos não circulantes são mais do que ativo circulante. A parcela de ativos não circulantes em ativos totais está diminuindo de 74,2% em 2009 para 67,4% em 2012. No ativo não circulante, o realizável a longo prazo é o maior responsável por 77,9% em 2012 (aumento de 67,0% em 2009). Nos ativos de longo prazo, as contas a receber vinculadas à concessão são o maior responsável por 51,5% em 2012 (aumento de 39,5% em 2009 para 52,6% em 2011 e diminuindo um pouco). O CRC para o Estado é o segundo maior responsável por 28,3%, mas diminuindo de 43,4% em 2009. Os ativos intangíveis são tão grandes como CRC para o Estado representando 22,0% no ativo não circulante, de 2012, mas com redução de 32,9% em 2009. Vale ressaltar que a Copel Distribution não tem bens, instalações e equipamentos. Em vez disso, ela tem contas a receber

vinculadas à concessão. Para referência, bens, propriedades e equipamentos da COPEL GET, DIS e TEL são de R\$ 6.635 milhões, R\$ 0 e R\$ 319 milhões, respectivamente, em 2012.

O passivo e patrimônio líquido da COPEL Distribution estão aumentando 2009-2012 como aumento ativo total. No total do passivo e patrimônio líquido, o patrimônio é o maior responsável por 40,9% em 2012, mas a participação foi diminuindo de 54,6% em 2009. O Passivo não circulante é o segundo maior responsável por 36,6% em 2012 e a participação aumentou de 25,9% em 2009. O passivo circulante responsável por 22,5% em 2012 e a ação aumentou um pouco, de 19,5% em 2009.

Tabela 7.4-6 Balanço Patrimonial dos Ativos (1) da Copel Consolidada (R\$ 1.000)

Ano	2009	2010	2011	2012
<b>Total do Ativo</b>	<b>5.586.303</b>	<b>6.708.119</b>	<b>7.629.993</b>	<b>8.812.803</b>
<b>Ativo Circulante</b>	<b>1.439.645</b>	<b>1.963.891</b>	<b>2.150.339</b>	<b>2.876.268</b>
Caixa e equivalentes	192.468	669.079	647.783	1.126.361
Títulos e valores mobiliários	19.429	30.813	33.735	158.837
Investimentos restritos (Garantias)	197	201	5	34.293
Contas a receber	835.215	931.463	1.104.328	1.200.251
Dividendos a receber	0	-	0	0
CRC para Estado	49.549	58.816	65.862	75.930
Contas a receber da concessão	0	-	0	0
Outros recebíveis	95.047	127.198	95.030	126.686
Estoques	76.170	83.893	69.579	84.995
Imposto de renda e Contribuições sociais	145.091	30.685	87.484	35.868
Outras contas a receber	24.988	30.089	44.871	31.460
Outras despesas antecipadas	1.491	1.654	1.662	1.587
<b>Ativos não circulantes</b>	<b>4.146.658</b>	<b>4.744.228</b>	<b>5.479.654</b>	<b>5.936.535</b>
<b>Realizável a Longo Prazo</b>	<b>2.779.383</b>	<b>3.451.017</b>	<b>4.229.128</b>	<b>4.626.774</b>
Aplicações financeiros	24.195	26.280	38.211	78.934
Contas a receber (clientes)	50.921	43.729	32.363	26.172
CRC para Estado	1.205.025	1.282.377	1.280.598	1.308.354
Depósitos judiciais	87.360	147.895	185.994	276.541
Contas a receber da concessão	1.097.120	1.637.888	2.225.203	2.383.262
Adiantamento a fornecedores	0	0	0	0
Outros recebíveis	4,611	3.280	3.172	4.036
Imposto de renda e Contribuições sociais	0	0	0	0
Outros impostos a recuperar não circulante	71.775	64.303	64.827	60.663
Imposto de renda e Contribuições sociais diferidos	238.376	245.265	398.760	488.812
<b>Investimentos</b>	<b>4.250</b>	<b>4.232</b>	<b>4.012</b>	<b>4.012</b>
<b>Bens, Instalações e Equipamentos</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>Ativos Intangíveis</b>	<b>1.363.025</b>	<b>1.288.979</b>	<b>1.246.514</b>	<b>1.305.749</b>

(Fonte: Demonstrações Financeiras e Relatório Trimestral dezembro 2012 da Copel)



No passivo circulante, a conta de empréstimos e debêntures representou aproximadamente 50% em 2012, em particular, as debêntures aumentaram bastante em 2012.

No patrimônio líquido, lucros/prejuízos acumulados foram zero 2009-2011. Parece que os lucros são absorvidos pela matriz ou acionistas. No entanto, ficam menores em 2012, refletindo a perda (vermelho) nos atuais ganhos e perdas de 2012.

Tabela 7.4-7 Balanço Patrimonial dos Passivos (2) da Copel Consolidada (R\$ 1.000)

Ano	2009	2010	2011	2012
<b>Total do passivo e patrimônio líquido</b>	<b>5.586.303</b>	<b>6.708.119</b>	<b>7.629.993</b>	<b>8.812.803</b>
<b>Passivo Circulante</b>	<b>1.090.066</b>	<b>1.449.633</b>	<b>1.708.165</b>	<b>1.987.053</b>
Folha de pagamento, encargos sociais e seg. Fornecedores	139.562	118.790	151.184	259.725
Imposto de renda e Contribuições sociais	433.800	444.987	531.187	694.903
Outros Passivos fiscais	0	0	0	0
Empréstimos e financiamentos	202.146	254.811	214.128	205.330
Debêntures	12.490	17.950	17.619	164.788
Dividendos a pagar	0	0	0	12.719
Benefícios pós-emprego	111.268	355.968	508.695	371.863
Encargos de clientes a pagar	15.501	16.811	24.612	18.004
P& D e eficiência energética.	25.732	52.475	66.464	49.262
Concessão a pagar	106.761	140.381	140.918	142.936
Outras contas a pagar	0	0	0	0
<b>Passivo não circulante</b>	<b>1.444.762</b>	<b>1.941.675</b>	<b>2.255.993</b>	<b>3.224.230</b>
Empresas subsidiárias e coligadas	658.724	715.539	781.031	851.237
Fornecedores	0	0	0	0
Passivos fiscais	48.311	11.553	0	0
Imposto de renda e Contribuições sociais diferidos	0	32.563	66.057	0
Empréstimos e financiamentos	147.224	525.711	708.607	609.941
Debêntures				997.958
Benefícios pós-emprego	241.546	262.728	295.899	326.987
P& D e eficiência energética.	70.565	64.447	60.126	61.211
Concessão a pagar	0	0	0	0
Outras contas a pagar	0	0	0	0
Provisões para demandas judiciais	278.392	329.134	344.273	376.896
<b>Patrimônio líquido</b>	<b>3.051.475</b>	<b>3.316.811</b>	<b>3.665.835</b>	<b>3.601.520</b>
Capital	2.624.841	2.624.841	2.624.841	2.624.841
Reserva de capital	0	0	0	0
Ajustes de avaliação de patrimônio líquido	11.464	13.463	8.657	1.230
Reservas legais	82.274	108.500	135.294	135.294
Reserva de retenção de lucros	237.684	570.007	883.575	883.575
Reserva de Lucros a Realizar	0	0	0	0
Dividendos propostos adicionais	95.212	0	13.468	0
Lucros (prejuízos) acumulados	0	0	0	-43.420

(Fonte: Demonstrações Financeiras e Relatório Trimestral dezembro 2012 da Copel)

## 7.5 Estrutura de operação e manutenção da após o Projeto

A estrutura de operação e manutenção (Estrutura O&M) após o Projeto é considerada com base na estrutura organizacional existente na COPEL.

### 1) Estrutura O&M proposta

Na estrutura O&M operação e manutenção do projetos de rede inteligente da COPEL (Curitiba, e Fazenda Rio Grande) semelhante ao Projeto, o centro de controle de distribuição pertencente à SDL Leste realiza monitoramento das linhas de distribuição por meio de painéis de controle instalados, nos mesmos centros de manutenção (VMACTA e VMASJP) pertencentes à Superintendência de Distribuição Leste (SDL) realiza a manutenção das linhas de distribuição em seu território.

Para operação e manutenção após o Projeto, realizado pela estrutura O&M semelhante dos projetos de rede inteligente da COPEL, porque a estrutura de O&M dos projetos de rede inteligente da COPEL pode ser utilizada após o Projeto, adicionando um centro de manutenção (VMACBN). Ou seja, o painel de controle no âmbito do Projeto será instalado no centro de controle da distribuição pertencente ao SDL Leste e seu centro de controle de distribuição realizará monitoramento das linhas de distribuição e dando pedidos (por exemplo, pedidos para enviar para equipe de manutenção para a seção de falha, confirmação da condição de falha e trabalho de recuperação, etc.) em acidente com energia. Além disso, a manutenção normal e o trabalho de recuperação de acidente de energia no ponto de falha após o Projeto serão realizados por 3 centros de manutenção (VMACTA e VMASJP nos projetos de rede inteligente da COPEL + VMACBN) estes pertencentes à Superintendência de Distribuição Leste (SDL) que gerencia as áreas alvo do Projeto.

Os números 7.5-1 e 7.5-2 mostram a estrutura de O&M proposta após o Projeto para a condição normal e acidente de potência.

**【Condição Normal】**

■ **Controle e Monitoramento**

➤ **Controle e Monitoramento**

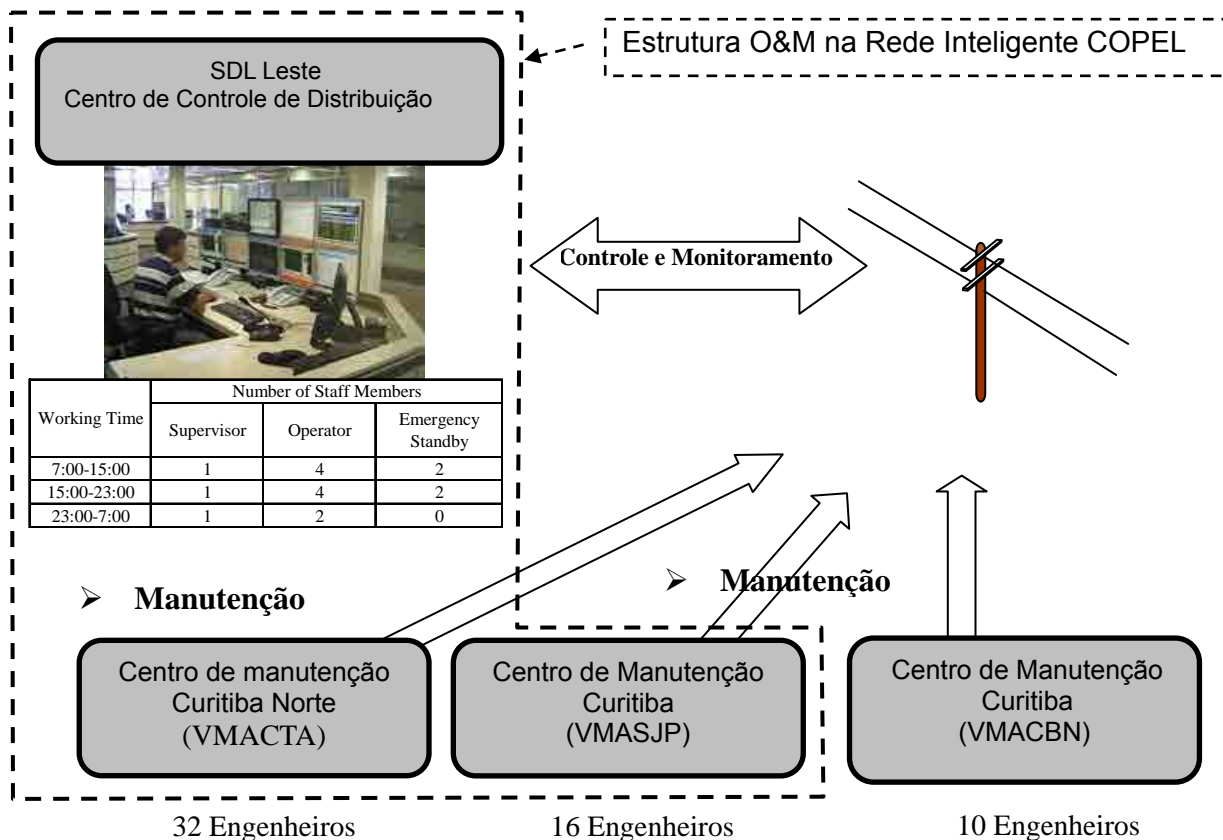


Figura 7.5-1 Estrutura O&M Proposta em Condições Normais

(Fonte: Elaborado pela Equipe de Inspeção JICA)

**【Acidente envolvendo eletricidade】**

➤ **Coleta de informações e comando**

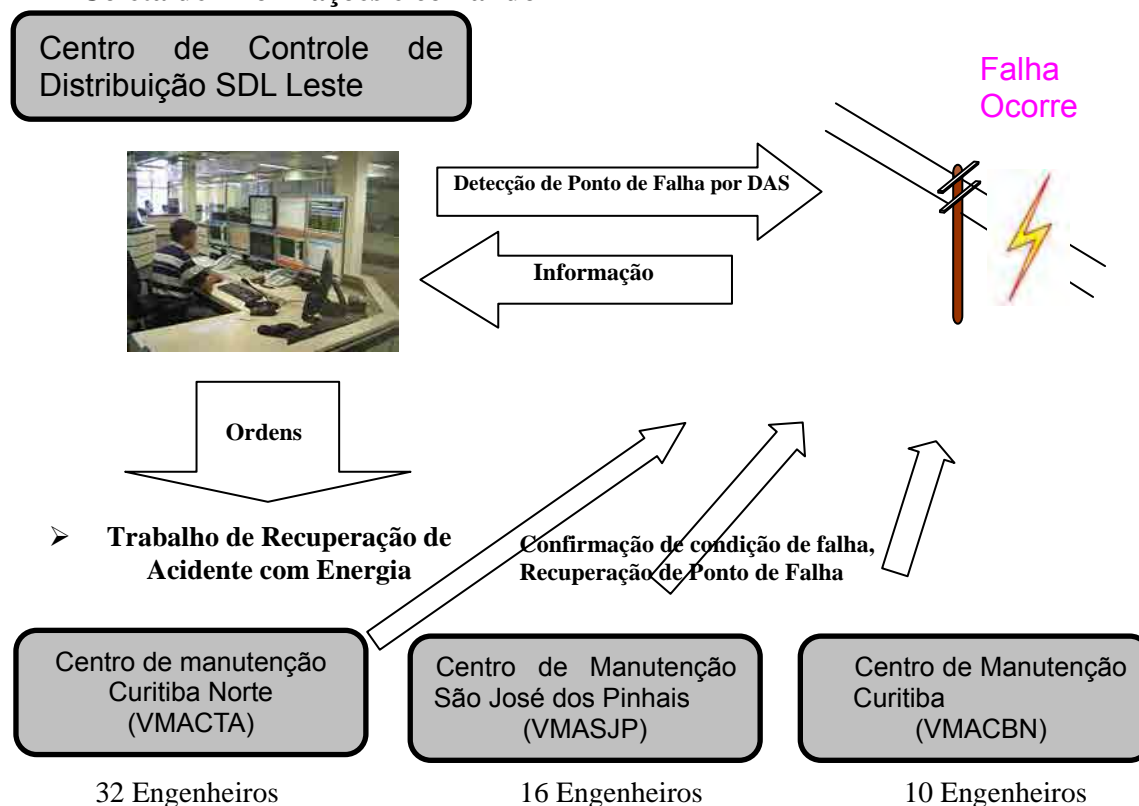


Figura 7.5-2 Estrutura proposta de Estrutura O&M em Acidente Elétrico

(Fonte: Elaborado pela Equipe de Inspeção JICA)

Table 7.5-1 Trabalhos Reduzidos/Aumentados/Não Necessários após o Projeto com base nos Trabalhos Existentes no Centro de Operação e Centro de Manutenção

Centro de Controle de Distribuição		Centro de Manutenção	
<b>Trabalho Diário</b>	Operação das instalações de distribuição (pedido → liga/desliga)	<b>Trabalho Diário</b>	Novo trabalho de construção
	Controle local do trabalhador		Supervisão da construção
	Gerenciamento de dados das instalações de distribuição		Planejamento de inspeção e manutenção
	Registro de operação da instalação		Segurança da linha de distribuição
	Atualização do mapa do sistema		Manutenção e inspeção das instalações de distribuição
	Atualização do procedimento de operação da instalação		Manutenção e inspeção das instalações de automação
	Controle de serviço do cliente		Operação das instalações de distribuição (trabalho no local)
<b>Acidente</b>	Solução de Problemas	<b>Acidente</b>	Localização do ponto de falha
	Controle local do trabalhador		Isolamento do ponto de falha
	-		Trabalho de recuperação de acidente

: Aumento do Volume de Trabalho  
 : Redução do Volume de Trabalho  
 : Não necessário

(Fonte: Criado pela Equipe de Pesquisa JICA com Base na Entrevista com a COPEL)

## 2) Mão de Obra

Em relação à estrutura O&M proposta acima de operação e manutenção, é necessário considerar a mão de obra no centro de controle de distribuição e centro de manutenção em separado com base nos trabalhos existentes exibidos na Tabela 7.5-1.

### A. Centro de Controle de Distribuição

Conforme descrito na Tabela 4,9-1, Figura 7.5-1 e Figura 7.5-2, o centro de controle de distribuição é operado em cronogramas 24 horas em 3 turnos na condição existente. Conforme descrito na Tabela 7.5-1, quando DAS estiver instalado no Projeto, o Gerenciamento e monitoramento das linhas de distribuição serão simplificados. Por exemplo, alguns trabalhos diários (gerenciamento de dados das instalações de distribuição, registros de operação da instalação, atualização do mapa do sistema e controle de serviço do cliente) serão realizados automaticamente por DAS e seus volumes de trabalho serão reduzidos, os quais ocupam grande parte no geral. No acidente, horas necessárias para a solução de problemas e controle local do trabalhador serão reduzidos por causa da duração de interrupção por DAS, assim o volume de trabalho destes 2 trabalhos em acidente de energia será reduzido também. Além disso, o controle local do trabalhador para operação das instalações de distribuição (abertura/fechamento de LBS) no local não será necessário, porque esta operação será realizada remotamente por DAS. Por outro lado, os volumes de trabalho da operação das instalações de distribuição e atualização do procedimento de operação da instalação devem ser aumentados. A operação das instalações de distribuição é realizada a pedido da equipe de manutenção no local do centro de controle de distribuição sob a condição existente, mas ela será capaz de ser realizada por apenas a função de ligar/desligar de ALBS no centro de controle de distribuição após a instalação de DAS e a frequência de ligar/desligar de ALBS deve ser aumentada devido ao aumento do número de ALBS. Sobre o procedimento de operação da instalação, o procedimento de operação da instalação é necessário para ser atualizado de acordo com a operação de ligar/desligar de ALBS. Dessa forma, o volume de trabalho do procedimento de operação da instalação deve ser aumentado. Portanto, comparando os volumes de trabalho reduzidos e aumento do volume de trabalho, o volume de trabalho no centro de controle de distribuição pode ser reduzido comparativamente e a força de trabalho no centro de controle de distribuição existente é suficiente para gerenciar DAS.

### B. Centro de manutenção

Conforme descrito em 4.9.2 Estrutura de Manutenção do Sistema de Distribuição, os 4 centros de manutenção como VMACBN, VMASJP, VMACTA e VMALIT mostrados na Tabela 5.9-8 realizam os trabalhos de manutenção descritos na Tabela 7.5-1 na Região Metropolitana de Curitiba. Entre eles, o Projeto é coberto apenas por 3 centros de manutenção (VMACBN, VMACTA e VMASJP). Além disso, cada trabalho nos 3 centros de manutenção é mostrado na Tabela 7.5-1 e o trabalho diário de operação das instalações de distribuição não será necessário pelo Projeto, porque a operação das instalações de distribuição será realizada remotamente por DAS. Por outro lado, o volume de trabalho de manutenção de inspeção das instalação de automação deve ser aumentado, devido ao aumento no número de ALBS. No

entanto, a manutenção e inspeção podem não ser necessárias se muitos ALBS forem instalados no Projeto, porque DAS vai monitorar periodicamente se ALBS funciona corretamente ou não, o período duradouro de ALBS é maior do que 20 anos e a falha de ALBS não acontece muito no Japão devido ao simples mecanismo. Em relação ao acidente de energia, a localização do ponto de falha e isolamento do ponto de falha são reduzidos drasticamente por DAS. Desse modo, o volume de trabalho que melhorou bastante no acidente de energia seria capaz de ser deslocado para a manutenção e inspeção de ALBS e outra forma de manutenção e inspeção de ALBS é terceirizar os subcontratantes da COPEL. Portanto, a força de trabalho no centro de manutenção existente é suficiente para manter as linhas de distribuição após a instalação de DAS.

Portanto, a mão de obra na operação acima proposta da estrutura O&M não precisa ser alterada a partir da condição existente.

### **3) Nível Técnico**

Em relação à estrutura O&M proposta acima de operação e manutenção, é necessário considerar a mão de obra no centro de controle de distribuição e os centros de manutenção em separado.

#### **A. Centro de Controle de Distribuição**

Atualmente, o centro de controle da distribuição está conduzindo a operação e solução de problemas para lidar com acidentes de energia por um enorme sistema de coleta de informações para Sistema de Informação Geométrica (GIS) e sistema de monitoramento. Depois de instalar o DAS, quase todos os trabalhos remanescentes exibidos na Tabela 7.5-1 podem ser realizados automaticamente por DAS, conforme descrito em 4) Força de Trabalho. Além disso, mesmo para os trabalhos (Operação das instalações de distribuição e Atualização do procedimento de operação da instalação) foram aumentados seus volumes de trabalho, seus trabalhos são trabalhos fáceis, apenas como ligar/desligar o ALBS e confirmar e atualizar informações resultantes do procedimento de operação de instalação a partir do DAS. Em relação ao acidente de energia, a maneira de pedir será ligeiramente alterada antes e depois do Projeto, assim, o nível técnico existente do pedido é suficiente. Portanto, é muito fácil para os operadores tomarem medidas apropriadas sem possuírem alta habilidade e conhecimento após a instalação do DAS, em comparação com o sistema anterior.

#### **B. Centro de Manutenção**

Conforme descrito em 7.2.3 Nível Técnico da Organização da Implementação, o centro de manutenção da COPEL realiza o teste de aceitação de instalações para os projetos de rede inteligente na cidade de Curitiba e na Fazenda Rio Grande, além da manutenção das instalações de distribuição em campo, e não há uma grande diferença na instalação de instalações entre os projetos de rede inteligente da COPEL e o Projeto. Por isso, a COPEL já possui os conhecimentos básicos e conhecimentos técnicos relacionados à instalação de instalações e a manutenção no âmbito do Projeto. Além disso, os centros de manutenção também realizaram a localização de ponto de falhas e o isolamento dos pontos de falha com acidente de

energia de acordo com a ordem do centro de operação da distribuição. Após o Projeto, as habilidades técnicas necessárias para a localização de ponto de falhas e o isolamento dos pontos de falha no acidente de energia são completamente iguais. Dessa forma, o conhecimento técnico e as habilidades necessárias para o novo DAS nos centros de manutenção ainda são suficientes, tanto para condição normal quanto para acidente de energia.

Assim, o nível técnico da estrutura O&M proposta acima não é necessário ser alterado a partir da condição existente.

#### **4) Pontos Consideráveis**

Conforme descrito em 3.3, Situação Atual e Plano de Rede Inteligente na Região Metropolitana de Curitiba, a Copel está realizando os projetos de rede inteligente na cidade de Curitiba e na Fazenda Rio Grande, que são similares aos do Projeto e sua estrutura de O&M pode ser utilizada para a estrutura O&M no âmbito do Projeto, conforme descrito acima. Além disso, como explicado acima, a COPEL já tem bastante força de trabalho e habilidade técnica para estrutura O&M proposta. Portanto, a estrutura O&M proposta pode não ter quaisquer problemas para depois do Projeto.

No entanto, a COPEL não tem experiência de operação real do último DAS, porque foi apenas limitada a experiências operação na pequena área técnica do sistema de distribuição automatizado existente instalado pela COPEL, e a grande diferença nos sistemas entre os projetos de rede inteligente da COPEL e o Projeto é a localização de ponto de falha no acidente de energia. Isso significa que o sistema nos projetos de rede inteligente na COPEL não podem localizar pontos de falha automaticamente, mas o sistema (DAS) no Projeto pode fazê-lo automaticamente. Portanto, a COPEL não tem experiência real na resolução de problemas após o DAS localizar o ponto de falha automaticamente. Além disso, um novo painel de controle será instalado no âmbito do Projeto e o conhecimento de operação dele seria muito importante para a COPEL. Portanto, os dois treinamento seguintes serão muito úteis para a COPEL.

A. Treinamento de simulação para a resolução de problemas após o DAS instalado no Projeto localizar um ponto de falha.

(por ex.: Como fazer pedido a partir do centro de controle de distribuição para o centro de manutenção e Esclarecer a rota de comunicação em acidentes, etc.)

B. Treinamento operacional para o novo painel de controle

(por ex.: Como operar as instalações de distribuição (ligar/desligar) e Como atualizar o procedimento de operação das instalações, etc.)

Além disso, os supostos realizadores para os dois treinamentos acima são os seguintes.

A. Consultores internacionais selecionados pela COPEL

B. Fabricantes das instalações do novo painel de controle

## Capítulo 8 Considerações sociais e ambientais no local do projeto

### 8.1 Descrições do Levantamento

#### 8.1.1 Componentes do Projeto e Considerações Ambientais e Sociais

O conceito do Projeto de Rede Inteligente é apresentado na Figura 8.1-1 e na Tabela 9.1-1, que demonstram cada componente do projeto do “Projeto de Rede Inteligente na Área Metropolitana de Curitiba (doravante referenciado como “Projeto”) e sua descrição na visão das considerações ambientais e sociais. A área-alvo do projeto nos Escopos 1- 3 são 24 municípios e o Componente 4 do Projeto é somente na cidade de Curitiba.

Como explicado nessa tabela, os componentes do projeto necessários para consideração em termos dos impactos ambientais e sociais são identificados como:

- ✧ Obras de construção: instalação de equipamentos nas subestações e linhas de distribuição
- ✧ Descarte de equipamentos antigos

As obras de construção nas subestações de linhas de distribuição não exigem aquisição de terras ou reassentamento de moradores, pois não existe nenhuma construção de nova subestação nem expansão de subestações por causa do projeto. Nesse sentido, não há previsão de impactos ambientais e sociais graves por causa desse projeto.

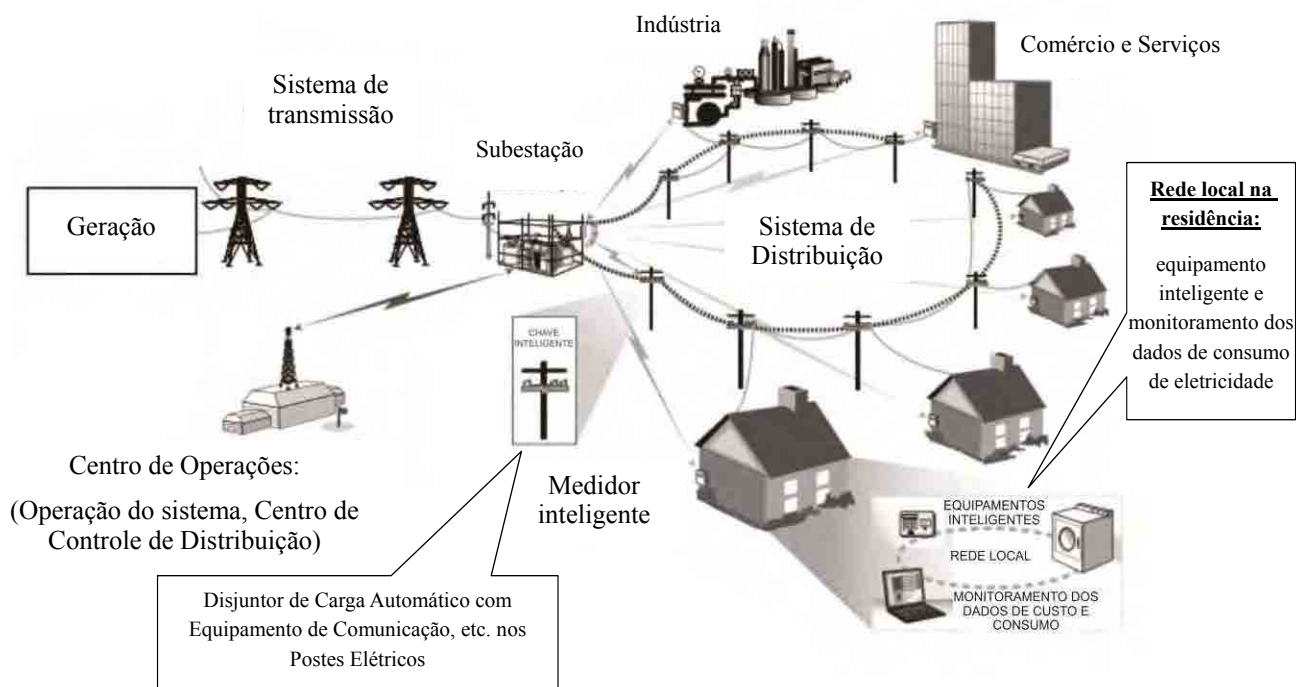


Figura 8.1-1 Imagem conceitual do Projeto de Rede Inteligente

(Fonte: Preparada pela Ecotécnia Ltda, originalmente de GAO 2013)



Tabela 8.1-1 Componentes e Descrição do Projeto em relação às considerações ambientais e sociais

Escopo do Projeto	Descrição
<p><b>1. Facilidades do Centro de Controle de Distribuição</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Substituição do Sistema de Software (DAS: Sistema de Automação da Distribuição)</li> <li>• Instalação de equipamentos de comunicação, etc.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>◆ Substituição do software e dos equipamentos no espaço do Centro de Controle de Distribuição Existente <ul style="list-style-type: none"> <li>-Estações de Trabalho (PCs)</li> <li>-Servidor</li> <li>-Interconexão com os equipamentos de comunicação</li> </ul> </li> <li>◆ Nenhuma necessidade de obras de expansão do espaço do Centro de Controle de Distribuição</li> <li>◆ O descarte dos equipamentos antigos, como a estação de trabalho existente, cabos de controle e diversos é necessário.</li> </ul>
<p><b>2. Facilidades das Subestações</b></p> <p>Instalação de</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Unidade Mestre de Terminal Remoto (MRTU)</li> <li>• Relé, Transformador de Corrente (TC)/Transformador de Potencial de Terra (TPT)</li> <li>• Equipamentos de comunicação, se necessário, etc.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>◆ Instalação de novos equipamentos, como MRTU, relé, linha de comunicação dentro das subestações existentes</li> <li>◆ Instalação de TC/TPT com bases no pátio de manobras da subestação</li> <li>◆ Sem necessidade de construção de nova subestação e basicamente sem necessidade de expansão do espaço da subestação existente</li> <li>◆ O descarte dos equipamentos antigos, como cabos de controle e diversos, é necessário.</li> </ul>
<p><b>3. Facilidades das linhas de distribuição</b></p> <p>Instalação de:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Disjuntor de Carga Automático (ALBS)</li> <li>• Unidade de Terminal Remoto (RTU)</li> <li>• Equipamentos de Comunicação</li> <li>• Regulador de tensão</li> <li>• Capacitor</li> </ul> <p>Obra de construção de:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Extensão das Linhas de Distribuição de 13,8/34,5 kV</li> <li>• Extensão do cabo de fibra ótica</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>◆ Instalação de novos equipamentos nas linhas de distribuição ou substituição dos equipamentos existentes</li> <li>◆ Obras de construção da extensão da linha de distribuição de 13,8/34,5 kV são necessárias para conectar as duas linhas de distribuição procedentes de alimentadores diferentes.</li> <li>◆ Obras de construção da extensão do cabo de fibra ótica para conexão da RTU (sob a linha de transmissão)</li> <li>◆ É necessário o descarte de linhas de distribuição antigas, entulhos de concreto e aço e outros</li> </ul>
<p><b>4. Infraestrutura de Medição Avançada (AMI)</b></p> <p>Instalação de</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Medidores inteligentes (primeira fase 20.000, segunda fase 200.000) de usuários de eletricidade de baixa tensão na cidade de Curitiba City (Projeto Piloto)</li> <li>• Servidores AMI no Centro de Controle de Distribuição</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>◆ Instalação de novos medidores inteligentes como substituição dos antigos</li> <li>◆ Instalação de servidores AMI no espaço existente do Centro de Controle de Distribuição</li> <li>◆ Nenhuma necessidade de obras de construção</li> <li>◆ O descarte dos medidores antigos é necessário.</li> </ul>

(Fonte: Equipe de levantamento JICA)

### 8.1.2 Destaques do levantamento

Em relação ao descarte de resíduos de equipamentos antigos e extensão da linha de distribuição, o suporte legal em cada um dos níveis (federal, estadual e municipal) será analisado, respectivamente. No caso desse projeto, a área do projeto se limita somente ao Estado do Paraná, e muito provavelmente não são previstos impactos em grande escala por causa do escopo do projeto. Portanto, as regulamentações dos governos locais (estado e município) serão analisadas mais criticamente.

No caso da extensão das linhas de distribuição, ela será finalmente determinada somente no momento do projeto detalhado. Desse modo, ela não pode ser avaliada nesse momento. Portanto, para fins de levantamento, os princípios gerais e as experiências reais da COPEL serão analisados na extensão da linha de distribuição. Basicamente, assume-se que não há necessidade de estender a linha de distribuição na cidade de Curitiba, porque já foi desenvolvida a rede de distribuição. Portanto, a extensão das linhas de distribuição são examinadas no caso de 23 municípios, exceto Curitiba.

A área-alvo do projeto é extensa, abrangendo 24 municípios e a área total é de 14.064,91 km<sup>2</sup>. Uma vez firmado o objetivo e o período do levantamento, enquanto as informações ambientais e sociais gerais são analisadas em toda essa área, detalhes adicionais em 10 municípios em torno da cidade de Curitiba (Almirante Tamandaré, Araucária, Campina Grande do Sul, Colombo, Mandirituba, Pinhais, Piraquara, Quatro Barras, São José dos Pinhais, e Rio Branco do Sul) serão analisados em termos das informações de regulamentação ambiental e social. Exceto Mandirituba, esses municípios são do tipo Nuclear Urbano Central (NUC) na Área Metropolitana de Curitiba, sendo mais desenvolvidas e densamente povoadas quando comparadas a outros municípios do alvo do projeto na Área Metropolitana de Curitiba.

Entre todas as subestações na área-alvo do projeto, 4 municípios selecionados entre 10 municípios são examinados como exemplos: uma com área industrializada (São José dos Pinhais), uma de área densamente povoada (Colombo), uma com área menos povoada (Rio Branco do Sul) e uma com densidade populacional entre Colombo e Rio Branco do Sul (Almirante Tamandaré). A área potencial onde exemplos de linhas de distribuição planejadas para expansão também é analisada em torno da área das três subestações.

A pesquisa com os consumidores é conduzida na cidade de Curitiba por amostragem dos consumidores residenciais nos escritórios de vendas, e em algumas instituições, para obter as opiniões dos consumidores sobre a introdução da Infraestrutura de Medição Avançada (AMI) e informações sobre os tipos de aparelhos elétricos domésticos que eles utilizam durante o horário de pico.

Reunião com os acionistas não é conduzida nesse momento porque:

-A previsão é de que os impactos ambientais e sociais são temporários em muitos casos e de escala relativamente pequena.

-A extensão da linha de distribuição será planejada posteriormente na fase de projeto detalhado. Portanto, a localização e escala real das obras do projeto sobre esse componente são desconhecidas nessa fase de

levantamento preparatório.

### 8.1.3 Alternativas de Projeto

#### 1) Subestações e Extensão da Linha de Distribuição

Examinando as alternativas desse tipo de projeto, é difícil identificar a alternativa para alcançar o objetivo do projeto, maior confiabilidade e redução do tempo e da frequência de faltas de energia. No aspecto ambiental, os componentes do Projeto exercem influência mínima nas questões ambientais e sociais, pois os principais componentes são upgrades de equipamentos e extensão das linhas de distribuição, considerados como obras de construção relativamente pequenas. Na prática geral, a localização real da extensão da linha de distribuição será planejada ao longo da rodovia em terras públicas, evitando qualquer tipo de áreas de proteção ambiental na fase de projeto detalhado.

#### 2) Opção “Sem Projeto”

As taxas de crescimento anual da demanda por eletricidade na área de serviço da COPEL nos últimos dez anos foram de 4 a 6 %. No futuro, o IPARDE prevê que a taxa de crescimento econômico real no Estado do Paraná será cerca de 4% até 2016. Desse modo, supõe-se um aumento da economia na Área Metropolitana de Curitiba em mais ou menos 4% ao ano durante o mesmo período.

Nessa situação, sem esse projeto, o percentual de perda de distribuição e a duração e frequência de falta de energia não serão melhorados no mesmo nível por outros meios. Para responder ao aumento da demanda, uma nova construção ou expansão da planta de geração de energia e subestações existentes poderá ser necessária no futuro. Uma nova construção ou expansão da planta de geração de energia poderá trazer um maior custo ambiental quando comparada ao Projeto.

## 8.2 Sistema de Consideração Ambiental e Social e Organizações

### 8.2.1 Suporte Legal

No Brasil, em nível do governo federal, a Constituição de 1988 estipula a proteção ambiental em um capítulo. Antes dela, a Lei sobre Política Nacional do Meio Ambiente (Lei No. 6.938) foi estabelecida em 1981 e foi a base do suporte legal atual da política de proteção ambiental. A Lei sobre a Política Nacional do Meio Ambiente estabeleceu o “Sistema Nacional do Meio Ambiente” (SISNAMA) para considerações ambientais e sociais de projetos de desenvolvimento, compreendendo autoridades em nível federal, como o Conselho do Governo Federal, Ministério do Meio Ambiente (MMA), Conselho Nacional do Meio Ambiente (CONAMA) e Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (IBAMA) sob o MMA, Agência Nacional de Águas (ANA), além de outras organizações governamentais federais, estaduais e municipais. No caso desse projeto, a maioria das leis, decretos e

resoluções pertinentes está listada na Tabela 8.2-1, porém sem se limitar a eles.

As regulamentações sobre Licença Ambiental e a necessidade da Avaliação de Impacto Ambiental (EIA) estão estipuladas na Resolução CONAMA nº 1 de 1986 pela primeira vez e foi a seguir revisada várias vezes até essa data. A Resolução CONAMA nº 237 de 1997 estipula a jurisdição das autoridades governamentais federais, estaduais e municipais, respectivamente. Essas resoluções articulam que a agência executante do Projeto deve obter a licença ambiental em cada fase do projeto, como:

- Licença Prévia (LP): na fase de planejamento do projeto
- Licença de Instalação (LI): na fase de implementação do projeto
- Licença de Operação (LO): na fase de operação do projeto

De acordo com essas resoluções do CONAMA, as atividades que exigem licença ambiental no setor de energia elétrica são as plantas de geração acima de 10 MW com qualquer tipo de fonte energética primária, usinas hidroelétricas por barragem com capacidade acima de 10 MW e linhas de transmissão acima de 230 kV. Esse Projeto não se enquadra em nenhuma dessas categorias.

Além disso, de acordo com resolução do CONAMA, como princípio, a autoridade governamental federal será envolvida no licenciamento ambiental se o projeto afetar potencialmente áreas de proteção ambiental em mais de um estado. As obras do Projeto serão implementadas em área dentro de um único estado sem afetar áreas através de outros estados, sendo considerado como não apresentando nenhuma possibilidade de afetar qualquer área de proteção ambiental em nível federal. É proibido conduzir qualquer projeto de desenvolvimento em uma área de proteção ambiental federal mesmo que as linhas de distribuição de 13,8/34,5 kV recém construídas próximas a essa área, praticamente não há nenhuma possibilidade de afetá-la. Desse modo, as autoridades que concedem aprovação de licenciamento ambiental e monitoram o projeto são autoridades locais somente em nível dos governos estadual e municipal.

Em relação às leis federais sobre descarte de resíduos, temos a “Política Nacional de Resíduos Sólidos, Lei nº 1.428” e o decreto nº 7.404. Além disso, em termos de proteção florestal, temos o “Código Florestal, Lei nº 12.651” e a “Lei da Mata Atlântica nº 1.428”.

Tabela 8.2-1 Relação das Leis e Regulamentações Federais sobre Proteção Ambiental

Data de Legislação (dia/mês/ ano)	Tipo e nº	Título /Conteúdo
<b>Políticas de Proteção Ambiental em Geral</b>		
31/08/1981	Lei nº 6.938	Política Nacional do Meio Ambiente
12/02/1998	Lei nº 9.605	Lei de Crimes Ambientais
18/07/2000	Lei nº 9.985	Sistema Nacional de Unidades de Conservação
<b>Licença Ambiental e Avaliação de Impacto Ambiental (EIA)</b>		
23/01/1986	Resolução nº. nº 1	Resolução CONAMA <i>Licença Ambiental – Normas e Procedimento – Critérios Básicos e Orientações Gerais para o Estudo de Impacto Ambiental (EIA)</i>
19/12/1997	Resolução nº 237	Resolução CONAMA <i>Licença Ambiental: Competência dos governos Federal e Estadual e das Prefeituras, Lista de atividades sujeitas à obtenção de licença, Estudo Ambiental, Estudo de Impacto Ambiental e Relatório de Impacto Ambiental</i>
27/06/2001	Resolução nº 279	Resolução CONAMA <i>Estabelece procedimento para licença ambiental simplificada para obras elétricas com potencial de impacto ambiental de pequena escala</i>
<b>Proteção Ambiental em Questões Específicas relativas ao Projeto</b>		
12/05/2012	Lei nº 12.651	Código Florestal
22/12/2006	Lei nº 1.428	Lei da Mata Atlântica
02/08/2010	Lei 12.305	Política Nacional de Resíduos Sólidos
2010	Decreto nº 7.404	<i>Decreto de regulamentação de uma Política Nacional de Resíduos Sólidos</i>
25/1937	Lei nº 25.1937	<i>Decreto de organização da proteção do patrimônio histórico e artístico nacional</i>

(Fonte: Elaborado pela Equipe de Pesquisa JICA)

A Tabela 8.2-2 mostra as principais leis e resoluções do governo estadual do Paraná relativas ao projeto. Os procedimentos para obtenção de licença ambiental e autorização florestal são estipulados primeiramente na “Resolução SEMA nº 31” de 1998. “A Resolução Conjunta SEMA/IAP nº 9” de 2010 define o licenciamento ambiental mais especificamente de acordo com o tipo dos projetos de setor de energia.

Em relação ao descarte de resíduos, cada organização deverá preparar o plano de gerenciamento de resíduos e implementação de descarte conforme o tipo de equipamento. Se o resíduo é perigoso e tem impacto direto na natureza e nos seres humanos, ele deverá receber tratamento especial. A COPEL tem um regulamento interno para formular o “Plano de Gerenciamento de Resíduo Sólido (PGRS)” no caso do projeto com uma determinada escala de trabalho civil. Como o Projeto não requer uma larga escala de trabalho civil e a eliminação dos equipamentos é, principalmente, de cabos antigos e sucatas de concreto e ferro, não é necessário preparar este plano de gerenciamento.

Os governos estaduais conduzem zoneamento para uso apropriado da terra e estabelecem a área de proteção ambiental. No caso do Estado do Paraná, incluindo a Área Metropolitana de Curitiba, existem áreas de mananciais de água nas Cataratas do Iguaçu, que é um patrimônio natural mundial e área de proteção ambiental federal. Essas áreas também são críticas como fontes de abastecimento de água na Área Metropolitana de Curitiba, e o governo estadual estabeleceu leis e regulamentações sobre a gestão de áreas como as Áreas de Proteção Ambiental (APA) ou Unidades Territoriais de Planejamento (UTP). Existem decretos estaduais para cada APA e UTP.

Tabela 8.2-2 Relação das Leis e Regulamentações Estaduais sobre Proteção Ambiental

<b>Data de legislação (dia/mês/ ano)</b>	<b>Tipo e nº</b>	<b>Título &lt;Conteúdo&gt;</b>
<b>Licença Ambiental e Avaliação de Impacto Ambiental (EIA)</b>		
24/08/1998	Resolução nº 31	Resolução SEMA <i>Licença Ambiental, Autorização Ambiental, Autorização Florestal, Anúncio de Previsão de Desmembramento e Parcelamento no Campo Rural</i>
Ano 2009	Resolução nº 51	Resolução <i>Isonção de licença ambiental e autorização de projetos de pequena escala e atividades com baixo impacto ambiental</i>
03/11/2010	Resolução nº 09	Resolução Conjunta SEMA/IAP <i>Procedimento de Licença Ambiental, Autorização Ambiental, Autorização Florestal, etc. relacionadas à geração, transmissão e distribuição de eletricidade</i>
<b>Proteção Ambiental em Questões Específicas em relação ao Projeto</b>		
Ano 2002	Decreto Estadual nº 6.674	Decreto estadual <i>Procedimentos, Normas e critérios de Tratamento de Resíduos Sólidos</i>
Ano 1999	Decreto Estadual nº 808	Decreto estadual <i>Declaração de proteção dos Mananciais de Água</i>
Ano 1998	Lei Estadual nº 12.248	Lei estadual <i>Estabelecimento do Sistema Integral de Gestão e Proteção dos Mananciais de Água</i>
Ano 1995	Lei Estadual nº 11.054	Lei Florestal do Estado
Ano 1995	Lei Estadual nº 11.067	Lei estadual <i>Atividades proibidas em termos de utilização, destruição, caça, coleta de fauna ameaçada de extinção</i>
Ano 2003	Lei Estadual nº 14.037	Lei estadual <i>Código estadual de proteção aos animais</i>

(Fonte: Elaborado pela Equipe de Pesquisa JICA)

Os governos municipais têm a “Lei Orgânica”, a qual é uma legislação básica que é considerada como a constituição de cada cidade. Essas leis estabelecem a promoção da proteção ambiental e o controle da poluição do meio ambiente. Cada município tem o direito de solicitar que a organização de execução do Projeto providencie o “Estudo Provisório do Impacto de Vizinhança” (EIV) para qualquer projeto de desenvolvimento, além do estudo de impacto ambiental requerido pelo IAP para o fornecimento da licença ambiental. No caso dos outros 10 municípios em torno de Curitiba, Pinhais, Araucária, Campina Grande do Sul, Quatro Barras e Piraquala estabeleceram a lei municipal sobre política de proteção ambiental e/ou as licenças ambientais. No caso da cidade de Curitiba, existem termos de referência de EIV, definidos na lei municipal nº 11.266, estabelecida em 2004.

No geral, deve-se observar que o Estado do Paraná regulamenta a obrigatoriedade de que cada prefeitura formule um plano diretor de desenvolvimento para 10 anos. Esse não é o caso das prefeituras em outros estados brasileiros. Nesse sentido, as regulamentações ambientais municipais existentes também são examinadas com cuidado para evitar qualquer conflito entre trabalhos do projeto e na estrutura legal existente. Na construção da extensão de distribuição, em alguns casos, pode ser necessário prestar atenção nesse documento.

Em relação aos componentes do Projeto, de acordo com a COPEL, não houve caso para receber um

pedido para EIV pelos governos municipais para extensão das linhas de distribuição de 13,8/34,5kV. Portanto, o pedido para EIV pelos governos municipais é dificilmente previsto. Além disso, a rota de extensão da linha de distribuição é relativamente e facilmente verificada com o plano dos governos municipais existentes, como o “Plano Diretor”. Como uma conclusão, neste momento, nenhum problema crítico é identificado na exigência legal dos governos municipais.

## **8.2.2 Organizações e Procedimento de Licenciamento Ambiental**

### **1) Procedimento de Licenciamento Ambiental da Autoridade Local**

Para os projetos de construção no Projeto, conduzidos em 23 municípios, exceto em Curitiba, é preciso obter a aprovação ambiental do IAP sob a Secretaria de Estado do Meio Ambiente e Recursos Hídricos (SEMA). No caso de construção na cidade de Curitiba somente a aprovação da autoridade ambiental municipal é necessária.

A análise da regulamentação “Resolução Conjunta SEMA/IAP nº 9 em 2010” sob o Decreto da Secretaria de Estado do Meio Ambiente e Recursos Hídricos do Estado do Paraná (SEMA) e do Instituto Ambiental do Paraná (IAP) mostra que essa resolução define o procedimento de licenciamento ambiental em detalhes para projetos do setor de energia, como geração, transmissão e distribuição.

De acordo com essa resolução, no caso da construção da linha de distribuição de 13,8/34,5kV, é necessário obter autorização ambiental para cada fase. Além disso, qualquer tipo de estudo ambiental não é pré-requisito, mesmo como Relatório Ambiental Simplificado (RAS). O RAS pode ser considerado geralmente equivalente ao Exame Ambiental Inicial (IEE).

A autorização ambiental através da emissão de documentos na Tabela 8.2-3 é necessária no caso de cortar espécies nativas, embora não seja necessário no caso de cortar espécies exógenas<sup>1</sup>.

---

<sup>1</sup> Entrevista para o Departamento de Gerenciamento Ambiental, COPEL.

Tabela 8.2-3 Documentos necessários para a permissão ambiental no caso de construção da linha de distribuição de 13,8/34,5 kV

Tipo de permissão ambiental	Documentos a serem apresentados
Autorização Ambiental	a) Solicitação de Autorização Ambiental b) Registro Simples das Várias Obras Civis c) Responsabilidades do Projeto e Conteúdo Básico - Plano e /ou Croquis de delimitação e características da tipologia florestal existente e demarcação de cada propriedade afetada pelo projeto – Plano de situação do projeto d) Anúncio das propriedades que serão cortadas e/ou removidas e) Recibo de pagamento da taxa ambiental f) Cópia das Anotações de Responsabilidade Técnica dos profissionais residentes

(Fonte: Art.17 na “Resolução Conjunta SEMA/IAP nº 9/2010”)

## 2) Organização e Procedimento na COPEL

A COPEL tem a Chefia do Escritório de Meio Ambiente e Cidadania Corporativa (DMC) estabelecido em 2009 para considerações ambientais e sociais nos novos projetos e atividades de responsabilidade social como uma empresa pública (Veja a Figura 8.2-1). Entre as empresas de energia elétrica no Brasil, a COPEL é a primeira a delegar questões ambientais e sociais em nível de diretoria. Esse escritório coordena todas as atividades sociais e ambientais na COPEL e em suas subsidiárias, como COPEL Geração e Transmissão, COPEL Distribuição e COPEL Telecomunicações. No total, esse escritório conta com 143 pessoas desde fevereiro de 2012.

Sob esse escritório, a Superintendência de Engenharia Ambiental é responsável pela obtenção da licença ambiental e pela execução do estudo de impacto ambiental na implementação de novos projetos. 96 membros do staff trabalham para a SEA. Trabalhando em conjunto com a Superintendência responsável pela implementação do projeto, a SEA garante o processo de obtenção da licença ambiental. Na SEA, o Departamento de Gestão Ambiental (DGEA) assume o trabalho de obtenção da licença. O Escritório de Coordenação de Planejamento e Estudos Ambientais (CPMA) sob a SEA é encarregado da condução do estudo ambiental necessário para o projeto. A COPEL normalmente contrata organizações externas em caso de estudo EIA cujo escopo é mais abrangente. Entretanto, ela conduz estudos ambientais simples, como o (IEE), pois a COPEL tem capacidade suficiente, com equipes de especialistas em cada campo, como biodiversidade, fauna, florestas, biologia, etc.

De acordo com a COPEL, em geral, o período de tempo estimado para autorização ambiental é de 80 dias a partir da preparação e envio da documentação às autoridades locais para obtenção da autorização. No caso de autorização para corte de árvores, essa estimativa é de 140 dias. Parece que o período estimado necessário para autorização difere dependendo da autoridade local envolvida. No caso de autorização somente da Prefeitura de Curitiba, esse período parece ser mais rápido do que



aquele das autoridades governamentais estaduais.

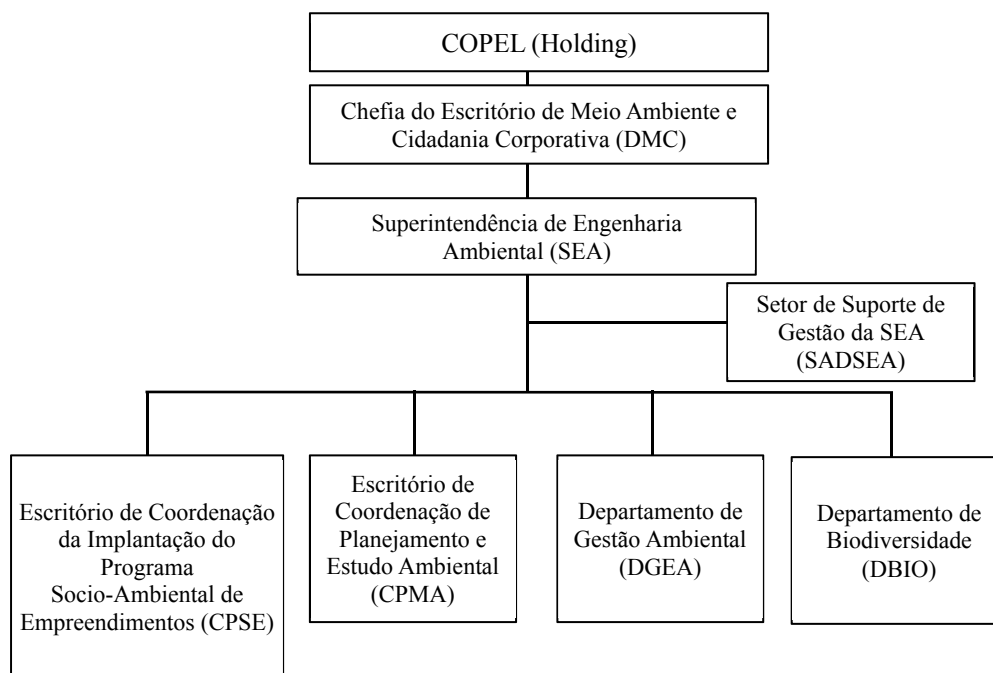


Figura 8.2-1 Organograma da COPEL em termos das considerações ambientais do Projeto

(Fonte: COPEL, Fevereiro de 2013)

### 8.3 Ambiente Natural e Social na Área do Projeto

#### 8.3.1 Ambiente Natural

##### 1) Áreas de Proteção

Na Área Metropolitana de Curitiba existem algumas condições ambientais que restringem a utilização e ocupação do solo. Essas condições envolvem as Áreas de Proteção Ambiental (APA), Unidades Territoriais de Planejamento e Áreas de Interesse de Mananciais de Água para Abastecimento Público.

As Áreas de Conservação Ambiental são estabelecidas em nível federal, estadual e municipal. A lei federal nº 9985 Sistema Nacional de Unidades de Conservação Natural (SNUC) define dois grupos de áreas de conservação. Uma é constituída pelas “Unidades de Proteção Integral”, onde a ocupação por humanos é totalmente proibida e somente será permitida a utilização dos recursos locais indiretamente para fins de pesquisa ou eco-turismo. A outra é constituída por “Unidades de Uso Sustentável”, onde a ocupação por humanos e a utilização dos recursos naturais são permitidas de um modo sustentável.

Existem 21 Áreas de Conservação na Área Metropolitana de Curitiba: 2 áreas de proteção federais e 18 áreas proteção estaduais, 1 área de proteção municipal (veja a Figura 8.3-1). Sob a SNUC, essas são 7 unidades de proteção integral e 14 Unidades de Uso Sustentável. Entre todas as APAs, 5 APAs (17 a 20 APAs na Figura 8.3-1) são descritas como Áreas de Mananciais de Água da Área Metropolitana de Curitiba.

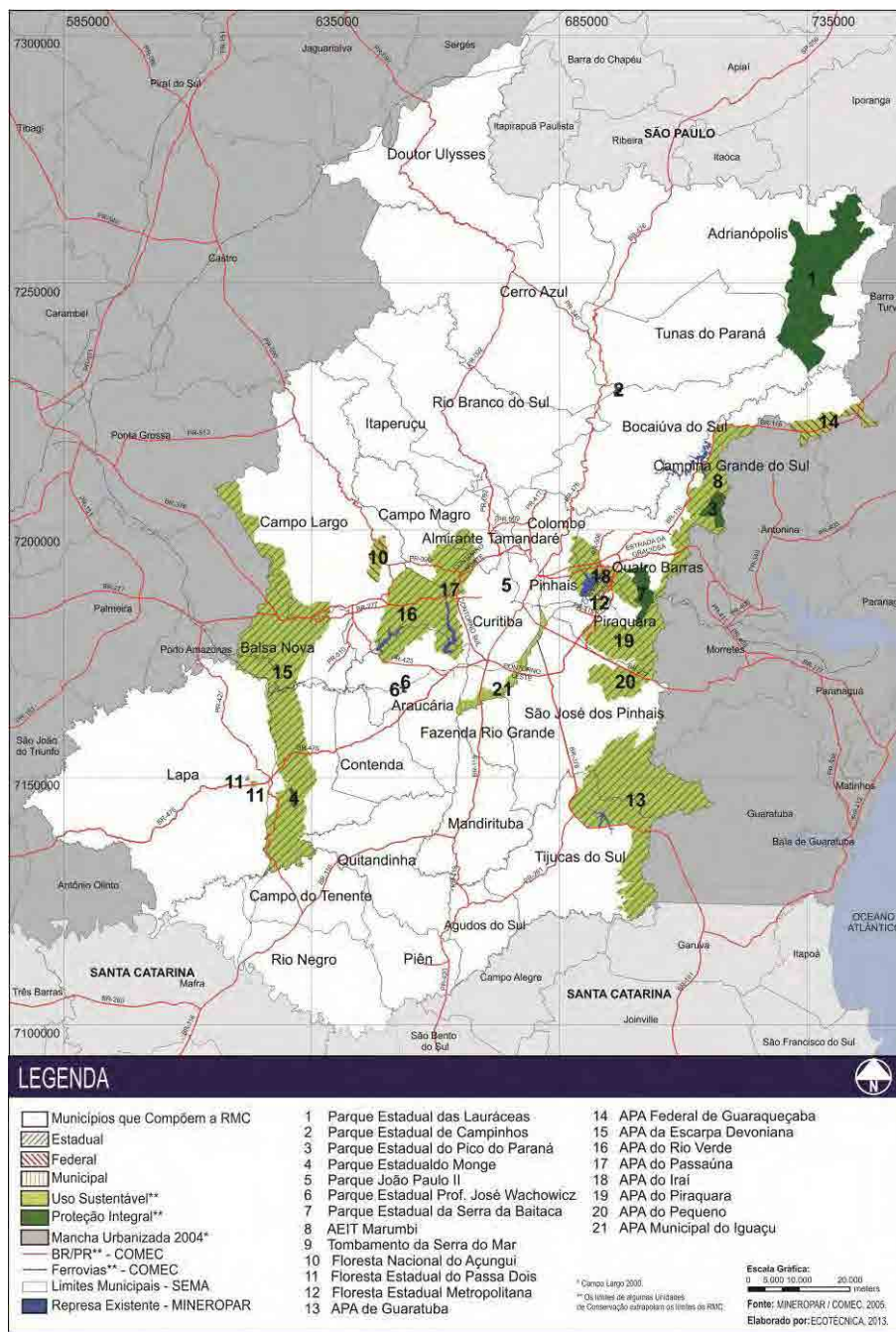


Figura 8.3-1 Áreas de Proteção Ambiental na Área Metropolitana de Curitiba

(Fonte: Preparada pela Ecotécnica, Ltda, originalmente de COMEC)

## 2) Vegetação

A maior parte da Área Metropolitana de Curitiba é caracterizada por Floresta Ombrófila Mista. A área também é famosa pela Floresta de Pinheiros do Paraná (Araucária) em Floresta Ombrófila mista, que faz parte do bioma Mata Atlântica, a qual era composta da Floresta Ombrófila Densa e Floresta Sazonal. O pinheiro do Paraná (Araucária) é uma espécie nativa, típica de terras altas e cresce até 30

metros de altura e 1-2 metros de diâmetro<sup>2</sup> Ela está na Lista Vermelha de Espécies em Perigo no Estado do Paraná. Geralmente é proibido cortar pinheiros do Paraná, exceto por algumas condições, e multas podem ser impostas sobre quem efetuar o seu corte sem permissão. A Figura 8.3-2 abaixo mostra a cobertura de vegetação na Área Metropolitana de Curitiba.

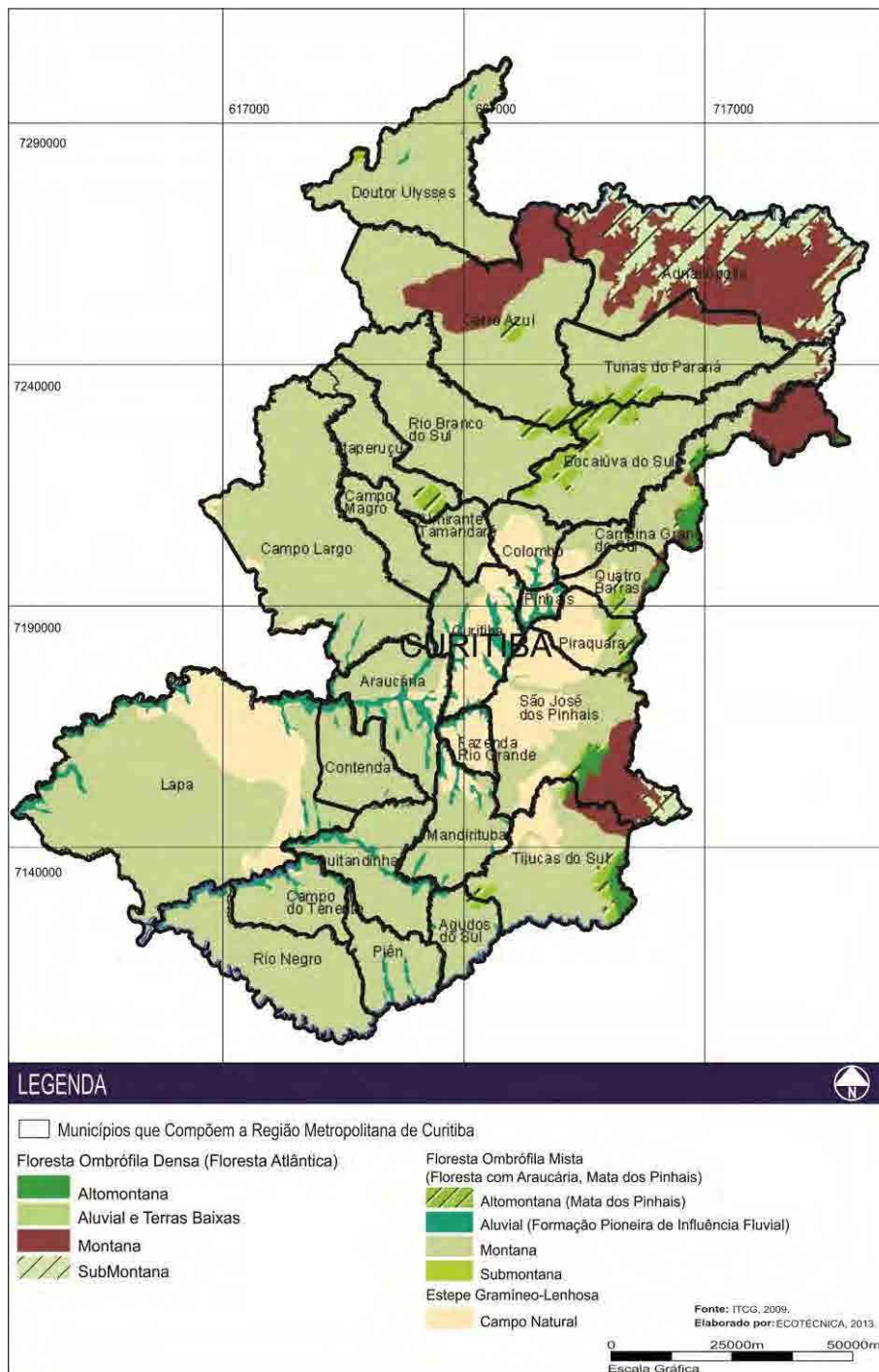


Figura 8.3-2 Vegetação na Área Metropolitana de Curitiba

(Fonte: Preparada pela Ecotécnia Ltda, originalmente de ITCG)

<sup>2</sup> Eduardo Fenianos “Manual Paraná-Nosso Estado em Suas Mãos”, p18.

### 8.3.2 Ambiente Social

Em termos de minorias étnicas na Área Metropolitana de Curitiba, de acordo com a Fundação Nacional do Índio (FUNAI), dois locais estão registrados oficialmente como comunidades indígenas (Kakané Porã e Karugu). Aproximadamente 200 índios vivem nessas comunidades. De acordo com o IBGE, 2.693 índios vivem na cidade de Curitiba. Entretanto, eles estão vivendo dispersos e já se adaptaram à vida urbana.

No Brasil, existem comunidades denominadas “Quilombolas” que consistem de descendentes escravos que escaparam das plantações entre os séculos 16 e 19. Elas também se adaptaram e foram incorporadas à sociedade brasileira atual, apesar de ainda contarem com alguma proteção estipulada pela lei.

A Figura 8.3-3 mostra os locais das comunidades indígenas e Quilombolas na Área Metropolitana de Curitiba.

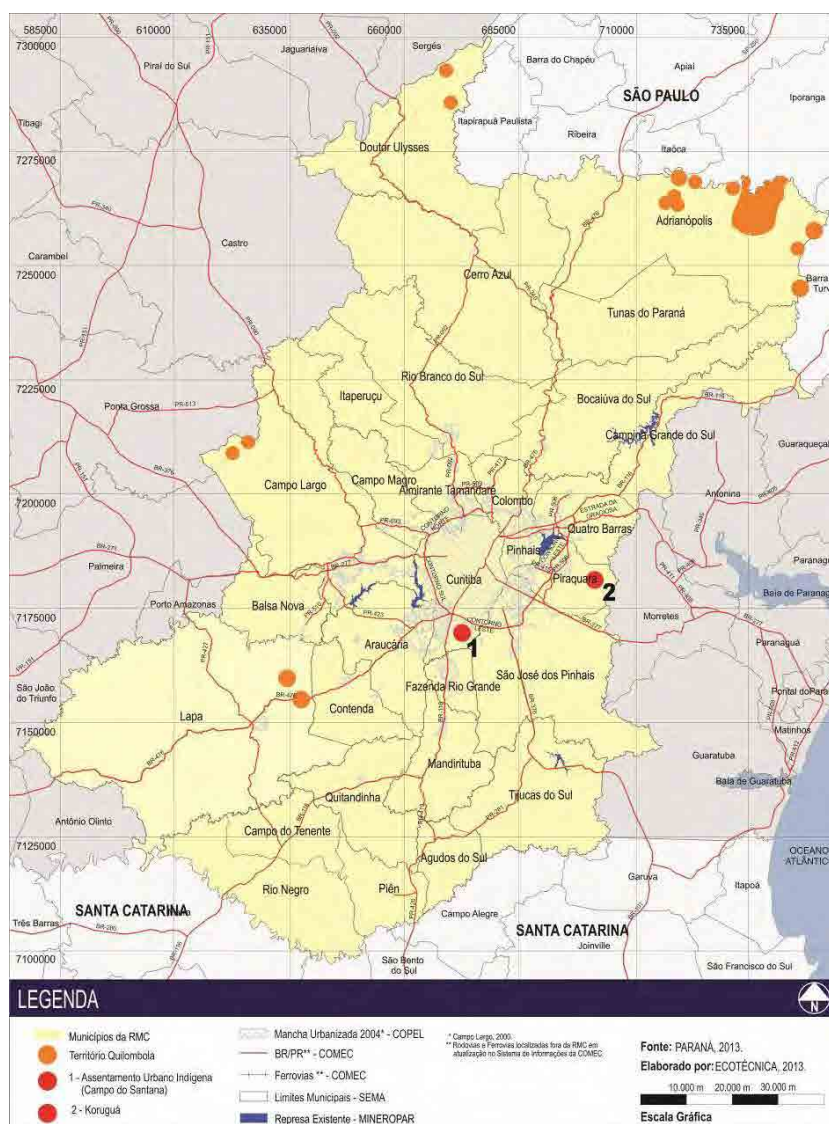


Figura 8.3-3 Comunidades Indígenas e Quilombolas na Área Metropolitana de Curitiba

(Fonte: Preparada pela Ecotécnia Ltda, originalmente de COMEC 2006)



## 8.4 Impactos Ambientais e Sociais

### 8.4.1 Escopo e Pontos Adicionais de Levantamento/Análise

Como resultado da coleta e discussão das informações com o pessoal dos setores ambientais, isto é, CPMA e DGEA da SEA na COPEL, o escopo dos impactos do Projeto foram sumarizados na Tabela 8.4-1. Como pode ser visto nessa tabela, 14 dos 31 itens de verificação foram identificados com probabilidade de impactos positivos/negativos de pequena escala ou desconhecidos no momento, durante as fases de pré-construção/construção e/ou operação do Projeto. Nenhum impacto significativo é previsto em todas as questões. Podem ocorrer somente impactos negativos de pequena escala durante a construção da extensão da linha de distribuição e no descarte de águas residuais.

Tabela 8.4-1 Resultado do Escopo e Pontos de Levantamento Adicionais

Título do Projeto : Projeto de Rede Inteligente na Área Metropolitana de Curitiba, Brasil					
n°	Impactos	Classificação		Descrição breve (Motivos da classificação)	Pontos de levantamento adicionais
		Fase de pré-construção / durante a construção	Fase de operação		
<b>Ambiente Social</b>					
1	Reassentamento involuntário	D	D	O escopo do Projeto não exige reassentamento.	
2	Economia local, como emprego e subsistência, etc.	B+	D	<b>【Durante a construção】</b> O emprego de trabalhadores locais temporários durante a construção pode aumentar. <b>【Operação】</b> Não existe nenhuma previsão de aumento de emprego.	<ul style="list-style-type: none"> <li>Informações sobre experiências anteriores em componentes de projetos similares por meio de entrevista com a COPEL, construtora, etc. e análise de documentos.</li> </ul>
3	Uso da terra e dos recursos locais	D	D	Os componentes do Projeto não influenciam o uso da terra e a utilização de recursos locais.	
4	Organizações sociais da infraestrutura social e tomada de decisão local e assim por diante.	D	D	Os componentes do Projeto não exigem intervenção nessas infraestruturas.	
5	Infraestruturas e serviços sociais existentes	C	B+	<b>【Durante a construção】</b> A extensão da linha de distribuição é geralmente conduzida nas estradas e pontes existentes. No caso de extensão da linha de distribuição sobre estrada, ela deverá ser coordenada com outros órgãos governamentais responsáveis pelas rodovias. A extensão sobre linha férrea é muito limitada e, portanto, muito provavelmente não exigirá nenhuma coordenação com a autoridade ferroviária. <b>【Operação】</b> O custo operacional da energia de serviços sociais, como escolas e hospitais, poderá ser reduzido pelo desligamento ou redução do porte de suas instalações existentes de geração independente, etc., como resultado da maior confiabilidade do fornecimento de eletricidade da rede pelo Projeto.	<ul style="list-style-type: none"> <li>Informações sobre experiências anteriores em componentes de projetos similares por meio de entrevista com a COPEL, construtora, etc. e análise de documentos.</li> <li>Informações sobre o resultado da pesquisa com consumidores de eletricidade</li> </ul>
6	Populações carentes, povos indígenas e etnias	C	D	A linha de distribuição poderá atravessar essas comunidades. Entretanto, os componentes do projeto não afetam particularmente esses grupos vulneráveis.	<ul style="list-style-type: none"> <li>Informações sobre experiências anteriores em componentes de projetos similares por meio de entrevista com a COPEL, construtora, etc.</li> </ul>

Título do Projeto : Projeto de Rede Inteligente na Área Metropolitana de Curitiba, Brasil					
n°	Impactos	Classificação		Descrição breve (Motivos da classificação)	Pontos de levantamento adicionais
		Fase de pré-construção / durante a construção	Fase de operação		
					e análise de documentos. <ul style="list-style-type: none"> <li>• Percentual de moradias de baixa renda na cidade de Curitiba</li> <li>• Informações sobre o resultado da pesquisa com consumidores de eletricidade</li> </ul>
7	Má distribuição de benefícios e prejuízos	D	D	As características do Projeto não causam essa má distribuição.	
8	Patrimônio cultural	C	D	Mesmo em áreas urbanizadas, há uma possibilidade de afetar a herança cultural. No entanto, considerando os componentes do projeto, mais provavelmente, o nível de impactos é previsto sendo em menor escala.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Localização de patrimônios culturais</li> </ul>
9	Conflito local de interesses	D	D	As características do Projeto não causam conflitos locais.	
10	Utilização / direitos de água	D	D	As características do Projeto não influenciam a utilização/direitos de água.	
11	Direito de passagem	C	C	<b>【Pré-construção】</b> A construção da linha de distribuição será normalmente conduzida ao longo da estrada;	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Informações sobre a política operacional para considerações sociais no momento da pré-construção: análise de todos os documentos e entrevista com a COPEL e a construtora.</li> <li>• Levantamento local nos municípios selecionados</li> </ul>
12	Saneamento e saúde pública	D	D	Os componentes do Projeto não exigem obras civis em grande escala em termos de área e conteúdo. Portanto, não há nenhuma necessidade de acampamento de trabalhadores. Desse modo, o projeto não provoca nenhum problema de saneamento e saúde pública de trabalhadores e moradores próximos aos locais de construção.	
13	Perigos (Risco) Doenças contagiosas como HIV/AIDS	D	D	O componente de obras civis do Projeto não implica no aumento do número de trabalhadores na área do Projeto. Desse modo, nenhum risco é esperado.	
14	Ambiente de trabalho e acidentes	B-	B-	<b>【Durante a construção】</b> Existe risco de acidentes de trabalho relacionados à operação de equipamentos de construção e movimentação de veículos especiais. <b>【Operação】</b> Existe algum risco de acidente no momento da manutenção periódica da linha e dos equipamentos de distribuição.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Informações sobre gestão de riscos de acidentes na COPEL e nas construtoras por meio de entrevista e análise de documentos.</li> <li>• Levantamento em todos os locais de construção ou manutenção</li> </ul>
<b>Meio Ambiente Natural</b>					
15	Características de topografia e geográficas	B-	D	<b>【Durante a construção】</b> As obras civis de construção dos novos postes exigem compactação do solo. Portanto, a topografia pode ser diferente no momento da	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Informações sobre política operacional para considerações ambientais durante as obras de construção: análise de todos os</li> </ul>

Título do Projeto : Projeto de Rede Inteligente na Área Metropolitana de Curitiba, Brasil					
n°	Impactos	Classificação		Descrição breve (Motivos da classificação)	Pontos de levantamento adicionais
		Fase de pré-construção o / durante a construção	Fase de operação		
				implementação do projeto embora seja em uma escala muito pequena.	documentos e entrevista da COPEL e da construtora
16	Erosão do solo	D	D	As obras civis do Projeto não provocam erosão do solo.	
17	Lençol freático	D	D	As obras civis do Projeto não afetam o lençol freático.	
18	Situação hidrológica	D	D	As obras civis do Projeto não afetam a hidrologia.	
19	Zona costeira (Manguezais, recifes de corais, zonas entremarés, etc.)	D	D	Não existe nenhuma zona costeira na área do Projeto.	
20	Flora, Fauna e Biodiversidade	C	C	<b>【Durante a construção e operação】</b> Em relação à flora, pode haver necessidade de corte de árvores durante a construção e manutenção da linha de distribuição.  Nenhuma grande influência sobre a fauna e a biodiversidade está prevista no Projeto.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Informações sobre política operacional para considerações ambientais durante as obras de construção: análise de todos os documentos e entrevista da COPEL e da construtora.</li> <li>• Levantamento local nos municípios selecionados.</li> </ul>
21	Meteorologia	D	D	A escala das obras civis do projeto não influencia o clima.	
22	Paisagismo	B-	B-	A construção de novos postes, linhas de distribuição e as mudanças de equipamentos alteram o paisagismo.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Levantamento local nos municípios selecionados.</li> </ul>
23	Aquecimento Global	D	B+	<b>【Operação】</b> A redução das perdas de distribuição e dos tempos de falta de energia poderá contribuir para aumento do fornecimento de energia.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Resultado do cálculo de redução das emissões de CO<sup>2</sup> do Projeto</li> </ul>
<b>Poluição</b>					
24	Poluição do ar	B-	D	<b>【Durante a construção】</b> As obras de extensão da linha de distribuição poderão produzir poeira, embora seja considerado em uma escala particularmente menor.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Informações sobre política operacional para considerações ambientais durante as obras de construção: análise de todos os documentos e entrevista da COPEL e da construtora</li> <li>• Leis, decretos e normas pertinentes.</li> <li>• Levantamento local nos municípios selecionados</li> </ul>
25	Poluição da água	C	D	<b>【Durante a construção】</b> Incerta até a localização dos pontos de extensão da linha de distribuição. Dependendo de sua localização, os trabalhos de escavação para instalação de postes, ou o derramamento acidental de óleo das máquinas, etc. poderá influenciar as águas próximas	Idem
26	Contaminação do solo	D	D	As obras civis do projeto não contaminam o solo.	
27	Resíduos	B-	B-	<b>【Durante a construção】</b> Descarte de água dos equipamentos de distribuição antigos, como linhas, isoladores, disjuntores de carga, etc. Além disso, haverá produção de resíduos pelas obras civis.  <b>【Operação】</b> Durante o trabalho de manutenção poderá haver produção de resíduos de cabos, óleos e graxa.	Idem

Título do Projeto : Projeto de Rede Inteligente na Área Metropolitana de Curitiba, Brasil					
n°	Impactos	Classificação		Descrição breve (Motivos da classificação)	Pontos de levantamento adicionais
		Fase de pré-construção / durante a construção	Fase de operação		
28	Ruído e vibração	B-	D	<b>【Durante a construção】</b> O uso de equipamentos das obras civis da linha de distribuição poderá provocar ruído e vibração.	Idem
29	Subsidência do solo	D	D	Nenhuma subsidência do solo poderá ocorrer durante o projeto.	
30	Odor irritante	D	D	Nenhum odor irritante pode ser produzido pelas obras do projeto.	
31	Sedimentos de fundo	D	D	As obras civis do Projeto não causam sedimentação no fundo de rios, lagos, etc.	

Classificação:

A+/-: Previsão de impacto positivo/negativo significante.

B+/-: Previsão de algum impacto positivo/negativo.

C: Extensão de impacto desconhecida (Necessidade de exame posterior e o impacto poderá ser esclarecido mais tarde, no momento da fase de projeto detalhado)

D: Nenhuma previsão de impacto.

(Fonte: Elaborado pela Equipe de Pesquisa JICA)

#### 8.4.2 Análise dos Impactos Ambientais e Sociais

A Tabela 8.4-2 mostra o resultado do levantamento/ análise adicional dos itens com foco no escopo. Na realidade, não ocorreu nenhuma mudança de classificação em cada item após a análise nesse momento. Todos os itens classificados como “B” ou “C” foram levantados e analisados adicionalmente por meio de entrevistas, análise de documentos e levantamentos locais. Como resultado, todas as evidências suportam o resultado da classificação no escopo anterior. Um motivo para a classificação “C” é por causa da falta de informações sobre o projeto detalhado nesse momento. Entretanto, existe a previsão de que, se houver algum impacto, ele será de pequena escala.

Tabela 8.4-2 Resultado do Levantamento/ Análise dos Impactos Ambientais e Sociais

Título do Projeto : Projeto de Rede Inteligente na Área Metropolitana de Curitiba, Brasil					
n°	Impactos	Classificação		Pontos adicionais de levantamento	Resultado
		Fase de pré-construção / durante a construção	Fase de operação		
<b>Ambiente Social</b>					
1	Economia local, como emprego e subsistência, etc.	B+	D	<ul style="list-style-type: none"> <li>Informações sobre experiências anteriores em componentes similares de projeto por meio de entrevista com a COPEL, construtora, etc. e análise de documentos.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Apesar de a determinação do volume de extensão final da linha de distribuição ocorrer mais adiante, existe a previsão de emprego direto de mão de obra para a construção.</li> <li>Além disso, pelo fato da possibilidade de compra de materiais e equipamentos localmente, existe a previsão de impactos econômicos positivos na economia local.</li> </ul>



Título do Projeto : Projeto de Rede Inteligente na Área Metropolitana de Curitiba, Brasil					
n°	Impactos	Classificação		Pontos adicionais de levantamento	Resultado
		Fase pré-construção/durante construção	Fase de operação		
2	Infraestruturas e serviços sociais existentes	C	B+	<ul style="list-style-type: none"> <li>· Informações sobre experiências anteriores em componentes similares de projeto por meio de entrevista com a COPEL, construtora, etc. e análise de documentos.</li> <li>· Informações sobre o resultado da pesquisa com os consumidores de eletricidade</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ De acordo com a COPEL, política operacional de construção da linha de distribuição é sempre coordenar com outras infraestruturas sociais e a experiência anterior não demonstrou nenhum conflito.</li> <li>➤ No caso de construção de linhas de distribuição em relação a outras infraestruturas, <ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Cruzando a estrada: coordenação com a autoridade responsável.</li> <li>✓ Cruzando a ferrovia: a extensão da via férrea na área do Projeto é muito limitada.</li> <li>✓ Sobre o rio: geralmente ao longo da ponte existente.</li> </ul> </li> <li>➤ De acordo com o resultado da pesquisa do consumidor de eletricidade, como uma clínica e instituições educacionais, todos disseram que eles economizariam seu consumo de eletricidade se eles pudessem ter acesso às informações através de medições inteligentes.</li> </ul>
3	Populações carentes, povos indígenas e etnias	C	D	<ul style="list-style-type: none"> <li>· Informações sobre experiências anteriores em componentes similares de projeto por meio de entrevista com a COPEL, construtora, etc. e análise de documentos.</li> <li>· Percentual de habitações de baixa renda na cidade de Curitiba</li> <li>· Informações sobre o resultado da pesquisa com os consumidores de eletricidade</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Na entrevista com a COPEL, não houve nenhum problema crítico na construção da linha de distribuição nessas áreas em experiências anteriores.</li> <li>➤ Existem áreas bastante isoladas. A possibilidade de extensão da linha de distribuição nessas áreas pode ser baixa.</li> <li>➤ A taxa de pobreza na cidade de Curitiba City foi 4,9% em 2010. Se uma residência de baixa renda é selecionada e ela não conta com nenhum equipamento de visualização das informações elétricas, pode-se considerar o fornecimento desse equipamento para essa residência.</li> <li>➤ De acordo com o resultado da pesquisa dos consumidores residenciais da área relativamente de</li> </ul>

Título do Projeto : Projeto de Rede Inteligente na Área Metropolitana de Curitiba, Brasil					
n°	Impactos	Classificação		Pontos adicionais de levantamento	Resultado
		Fase pré-construção/durante construção	Fase de operação		
					baixa renda, todos eles disseram que economizariam seu consumo de eletricidade caso eles possam ter acesso às informações através de medições inteligentes.
4	Patrimônio cultural	C	D	<ul style="list-style-type: none"> <li>Localização de patrimônios culturais</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Nesse momento não existe nenhum mapa de patrimônios culturais na Área Metropolitana de Curitiba. Isso deverá ser observado por ocasião da determinação da rota da extensão de distribuição. Entretanto, é possível prever que os impactos do projeto são de pequena escala.</li> </ul>
5	Direito de Passagem	C	D	<ul style="list-style-type: none"> <li>Informações sobre a política de operação em termos de considerações sociais no momento da pré-construção: análise de todos os documentos e entrevista com a COPEL e a construtora.</li> <li>Levantamento local nos municípios escolhidos</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Entrevista com a construtora e a COPEL, a linha de distribuição é quase sempre construída ao longo de rodovia, em terrenos públicos. Essa é a política de operação da COPEL. Em raros casos, na área rural, a linha de distribuição pode atravessar terrenos particulares. Nessa situação é necessário obter aprovação do proprietário do terreno. Nesse caso, nenhuma compensação é normalmente necessária. Como a área-alvo do projeto inclui áreas rurais, não se pode concluir nesse momento sobre a inexistência desses casos.</li> </ul>
6	Ambiente de trabalho e acidentes	B-	B-	<ul style="list-style-type: none"> <li>Informações sobre gestão de riscos de acidentes na COPEL e nas construtoras, por meio de entrevista e análise de documentos.</li> <li>Levantamento local nas instalações de construção ou manutenção</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>De acordo com a construtora, com base na recomendação das normas de segurança no local de trabalho, são fornecidos equipamentos de proteção individual necessários aos seus trabalhadores. Além disso, reuniões de segurança são conduzidas periodicamente para mitigação de acidentes. Elas foram confirmadas durante a visita ao local de melhoria da linha de distribuição em Colombo, área metropolitana de Curitiba.</li> </ul>
<b>Meio Ambiente Natural</b>					
7	Características de Topografia	B-	D	<ul style="list-style-type: none"> <li>Informações sobre a</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Ao considerarmos que a</li> </ul>

Título do Projeto : Projeto de Rede Inteligente na Área Metropolitana de Curitiba, Brasil					
n°	Impactos	Classificação		Pontos adicionais de levantamento	Resultado
		Fase pré-construção/durante construção	Fase de operação		
	e Geográficas			política de operação para consideração do meio ambiente durante a obra: análise de todos os documentos e entrevista com a COPEL e a construtora	obra civil é a extensão da linha de distribuição ao longo da estrada, apesar de se observar algum impacto em decorrência da escavação do solo para instalação dos novos postes elétricos, esse impacto não é de grande escala.
8	Flora, Fauna e Biodiversidade	C	C	<ul style="list-style-type: none"> <li>· Informações sobre a política de operação para o meio ambiente, consideração da flora, durante a obra de construção: análise de documentos e entrevista com a COPEL e a construtora.</li> <li>· Levantamento local nos municípios escolhidos.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>➢ De acordo com a COPEL e a construtora, a política operacional para extensão da linha de distribuição não inclui a passagem por nenhum tipo de área de proteção nas experiências anteriores.</li> <li>➢ A obra de extensão da linha de distribuição não requer intervenções em larga escala. Entretanto, não é possível confirmar a rota da extensão nesse momento.</li> <li>➢ Durante o levantamento local nos 4 municípios, para examinar uma rota de extensão que possa ser considerada e verificada futuramente, sem a necessidade de corte de árvores nessa localidade. Não há necessidade de uma área para construir a extensão de distribuição.</li> </ul>
9	Paisagismo	B-	B-	<ul style="list-style-type: none"> <li>· Levantamento local nos municípios escolhidos.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>➢ Durante o levantamento local nos quatro municípios, nenhum problema específico foi observado nas linhas de distribuição. Por causa da natureza das instalações, alguns impactos ocorram no paisagismo. Entretanto, eles estão dentro da escala de práticas normais e são de pequena importância.</li> </ul>
10	Aquecimento Global	D	B+	<ul style="list-style-type: none"> <li>· Resultado do cálculo de redução da emissão de CO2 pelo Projeto</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>➢ Após a operação do projeto, a redução das emissões de CO2 é estimada em cerca de 70.000 t de CO2 pela redução das perdas técnicas e redução da duração da falta de energia. (consulte o Capítulo 9, 9.4)</li> </ul>
11	Poluição do ar	B-	D	<ul style="list-style-type: none"> <li>· Informações sobre a política de operação para consideração do meio ambiente durante a obra de construção: análise do documento e</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>➢ A emissão principal consiste de materiais particulados das obras civis, como escavação do solo para instalação de postes. A emissão secundária provém</li> </ul>

Título do Projeto : Projeto de Rede Inteligente na Área Metropolitana de Curitiba, Brasil					
n°	Impactos	Classificação		Pontos adicionais de levantamento	Resultado
		Fase pré-construção/durante construção	Fase de operação		
				entrevista com a COPEL e a construtora · Legislação, decretos e normas pertinentes. · Levantamento local sobre todas as instalações de construção e manutenção	do combustível dos veículos durante a construção no local do Projeto, apesar de ser relativamente de pequena escala.
12	Poluição da água	C	D	Idem	➤ Em caso de a localização da extensão da linha de distribuição ficar próxima ao rio ou sobre a ponte, pode haver um impacto menor, porém ele é temporário e de pequena escala.
13	Resíduos	B-	B-	Idem	➤ Durante a visita ao local do Centro de Manutenção da COPEL em Curitiba Norte (Pólo Atuba), confirmou-se a coleta parcial de equipamentos antigos no local e a reciclagem ou venda para outro uso. ➤ A COPEL tem uma política operacional do procedimento de descarte de resíduos e gerencia os resíduos com base nessa política.
14	Ruído e Vibração	B-	D	Idem	➤ Durante a construção, é possível reduzir o ruído e vibração temporariamente até uma certa extensão e também somente no horário comercial. Portanto, o impacto não é de grande escala.

Classificação:

A+/-: Previsão de impacto positivo/negativo significante.

B+/-: Previsão de algum impacto positivo/negativo.

C: Extensão de impacto desconhecida (Necessidade de exame posterior e o impacto poderá ser esclarecido mais tarde, no momento da fase de projeto detalhado)

D: Nenhuma previsão de impacto.

(Fonte: Elaborado pela Equipe de Pesquisa JICA)

### 8.4.3 Plano de Mitigação e Monitoramento Ambiental

Como examinado em 8.4.2, a maioria dos impactos negativos ocorre durante o período de construção e sua escala não é tão significativa. Além disso, esses impactos podem ser minimizados por meio do cumprimento do procedimento apropriado.

A COPEL possui uma série de manuais, como o “MIT 16909 Procedimentos de Corte de Árvores”, “MIT 163101 Manual de Procedimentos de Execução de Obras Civis” e outros aplicados durante a construção e operação.

Em termos de procedimentos de trabalho diário, considerações ambientais e sociais são incorporadas em quase todos os itens. O cumprimento de procedimentos ocorre em seu local de trabalho, incluindo a Empreiteira de Construção que também os segue sob o contrato com a COPEL.

Nessa situação, em geral, não há necessidade de um plano especial de mitigação e monitoramento especificamente para o projeto e, portanto, sem custo adicional.

## **8.5 Conclusões sobre a Pesquisa com os Consumidores na Cidade de Curitiba**

### **8.5.1 Objetivo e Método de Pesquisa**

Um dos componentes do projeto proposto é a introdução de AMI para 30% do total de consumidores residenciais na Cidade de Curitiba. A fim de obter opiniões de consumidores sobre a introdução de AMI, a pesquisa de entrevista foi realizada pela Ecotécnica Ltd (subcontratante da equipe de pesquisa JICA) para consumidores residenciais e também algum outro tipo de consumidores de baixa tensão, como instituições comerciais, clínicas, instituição educacional e empresas de serviço.

Nesta pesquisa, mais amostras são coletadas na categoria de consumidores residenciais. A entrevista foi realizada em dois Escritório de Vendas da COPEL, em 6 de maio de 2013, na Cidade de Curitiba no Centro e Sítio Cercado. Estes dois lugares são selecionados para ter respondentes que tenham níveis diferentes de renda. Os consumidores do Escritório do Centro tendem a ter renda relativamente maior, enquanto outros no Sítio Cercado, que é localizado na área suburbana na Cidade de Curitiba, tendem a ter renda relativamente menor<sup>3</sup>. O número de entrevistados são 48 no total (23 no Centro e 25 no Sítio Cercado).

Quanto à entrevista para instituições de consumidores de baixa tensão, 8 instituições (3 instituições comerciais, 2 empresas de serviço, 2 instituições educacionais, e 1 clínica) são entrevistadas durante 6 e 10 de maio de 2013.

### **8.5.2 Limitações da Pesquisa**

Desde que a introdução de AMI para consumidores de baixa tensão ainda estava em discussão se ou não seria incorporada, esta pesquisa de entrevista tenta agarrar uma ideia muito inicial em considerar a introdução de AMI para consumidores de baixa tensão. Além disso, devido às limitações de tempo e orçamento, apenas um número limitado de amostras são coletadas em apenas uma parte da cidade de Curitiba. Portanto, nesta pesquisa, a análise estatística não é realizada em detalhes, por exemplo, se a diferença na resposta pode ser atribuída para o cenário e características dos entrevistados ou não. No futuro, mais estudo com maior número de amostras em diferentes locais e características podem ser

---

<sup>3</sup> De acordo com a Agência Curitiba de Desenvolvimento S.A., em 2010, a renda nominal média mensal no Centro é 3,34 vezes maior do que a mesma no Sítio Cercado (R\$934.95).

necessários ao analisar que tipo de sistema de resposta de demanda é eficaz, junto com o sistema de tarifa estabelecida, aparelhos elétricos domésticos avançados e outros fatores.

### 8.5.3 Principais conclusões

As principais conclusões estão resumidas a seguir (para obter detalhes adicionais, consulte o ANEXO 8-1):

#### ➤ Opiniões sobre a Introdução do AMI

- ✓ A maioria dos respondentes residenciais é a favor da introdução do AMI, se não houver nenhum custo adicional para eles (83% no Centro e 100% em Sítio Cercado). Todos os consumidores institucionais tem interesse no acesso às informações do consumo de eletricidade
- ✓ As respostas variam entre os respondentes residências em cada localidade sobre a pergunta “Se algum custo vai ser pago pelo equipamento de visualização, quanto você estaria disposto(a) a pagar?” No Centro, 39% dos consumidores não querem pagar nada pelo equipamento e 44% dos consumidores podem pagar até R\$25. Em Sítio Cercado, 68% dos consumidores não querem pagar esse custo adicional e 20% dos consumidores podem pagar até R\$25.
- ✓ As respostas dos respondentes institucionais para a mesma pergunta mencionada acima, instituições comercial e educacional não pagariam qualquer despesa. Uma empresa de serviço que pagaria até R\$25 e outra disse que pagaria até R\$50.
- ✓ Deve ser observado que em relação à pergunta acima, quando os entrevistadores fizeram perguntas para os entrevistados, os entrevistados podem não estar conscientes sobre a possibilidade do benefício de economizar despesas durante o ano sejam maiores do que o custo do investimento nos equipamentos. Se o cálculo deste benefício for mostrado para os entrevistados, pode ter existido uma chance da sua resposta ter sido diferente.

#### ➤ Opiniões sobre resposta à demanda

- ✓ A maioria dos respondentes residenciais acredita que eles economizariam no consumo de eletricidade, se a AMI for introduzida (87% no Centro e 100% em Sítio Cercado). Quanto aos consumidores institucionais, todos acreditam que eles economizariam.
- ✓ As respostas variam entre os respondentes residenciais em cada localidade sobre a pergunta “Suponha a eventual existência de acordo entre a COPEL e os consumidores no sentido de a COPEL cortar a alimentação elétrica de alguns aparelhos elétricos específicos na residência no horário de pico, em troca de algum benefício aos consumidores. Você aceitaria?” (78% no

Centro e 38% em Sítio Cercado).

- ✓ As respostas dos respondentes institucionais para a mesma pergunta mencionada acima, uma clínica e duas empresas comerciais disseram “Sim”, enquanto duas instituições educacionais e duas empresas de serviço disseram “Não”.

➤ Uso de aparelhos elétricos no horário de pico

A maioria dos aparelhos elétricos usados em residências durante o horário de pico em fevereiro (verão em Curitiba, porcentagem do total de respondentes) é mostrada na Tabela 8.5-1. Em caso de instituições de serviço e comerciais, os equipamentos elétricos em uso durante o horário de pico são computador, TV/DVD, ar condicionado, e ventilador diferentes da luz.

Tabela 8.5-1 Aparelhos Elétricos durante o Horário de Pico em Fevereiro

Horário local	Centro	Sítio Cercado
10h-11h	Rádio (28%):	TV/DVD (22,74%)
19h-20h	TV/DVD (67,7%)	TV/DVD (63,65%)

(Fonte: Resultado da Pesquisa de Entrevista da Ecotécnia Ltd.)

Como resultado, o uso de quaisquer aparelhos domésticos que exigem consumos de eletricidade relativamente grandes, tais como ar condicionado não foram identificados. Na verdade, tradicionalmente muitas pessoas em Curitiba não utilizam ar condicionado durante o verão e inverno na sua residência. Em vez disso, eles tender a usar o ventilador durante o verão e aquecedor portátil durante o inverno<sup>4</sup>.

Os cinco aparelhos elétricos mais utilizados nas residências no horário de pico (19h-20h) em fevereiro são exibidos na Tabela 8.5-2. Examinando esta tabela, junto com TV/DVD, computador, e máquina de lavar, uso do chuveiro, os quais consomem relativamente a maior eletricidade são identificados.

Tabela 8.5-2 Cinco aparelhos elétricos mais comumente usados durante o horário de pico 19h-20h em Fevereiro

Location	Centro	Sítio Cercado
n° 1	TV/DVD (25,35%)	TV/DVD (35,71%)
n° 2	Chuveiro (23,94%);	Computador (28,57%);
n° 3	Máquina de lavar roupa (19,72%)	Chuveiro (21,44%).
n° 4	Computador (15,49%)	Máquina de lavar roupa (7,14%);
n° 5	Rádio (9,86%).	Ferro de passar (7,14%)

(Fonte: Resultado da Pesquisa de Entrevista da Ecotécnia Ltd.)

<sup>4</sup> Resultado da entrevista para empresa local e Departamento de Marketing da COPEL

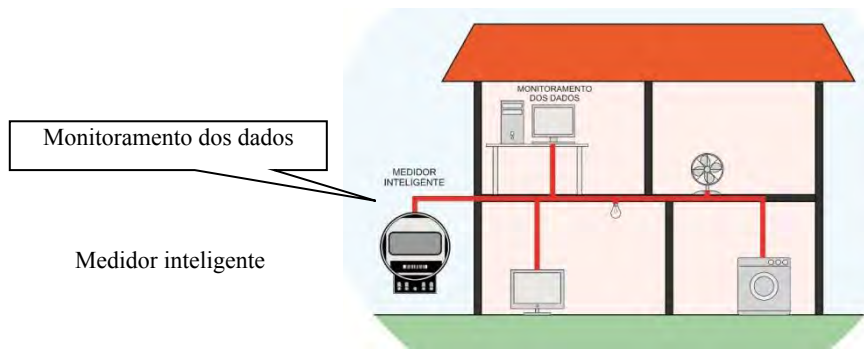


Figura 8.5-1 Imagem conceitual da rede residencial do Projeto de Rede Inteligente

*(Fonte: Preparado pela Ecotécnia Ltd.)*



## Capítulo 9 Efeitos Econômicos do Projeto

### 9.1 Estimativas Aproximadas dos Custos de Investimento do Projeto

Os custos de investimento do projeto são estimados com base nos preços de instrumentos e instalações tais como RTU, religadores, medidores inteligentes e ALBS necessários para o projeto. Adicionalmente, os custos para sua instalação, testes, treinamentos e consultoria são estimados. Além disso, impostos tais como direitos aduaneiros de instrumentos importados, COFINS, PIS e ICMS são acrescidos. Finalmente, os custos administrativos gerais e custos de contingência são estimados (5% para cada).

Estes custos de investimento são distribuídos anualmente com base no plano de implantação do projeto.

A Tabela 9.1-1 mostra parte de DAS/DMS do volume dos custos de investimento do projeto. O custo total do investimento de DAS/DMS é R\$ 334 milhões. Os impostos somam aproximadamente 29,6% do custo do investimento total. Visto que existem muitos impostos no Brasil, o melhor é tentar reduzir esses impostos. Há programas de isenção ou redução de impostos. Por exemplo, existe o REIDI (Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento da Infraestrutura)<sup>1</sup>.

Tabela 9.1-1 Custos de Investimento de DAS/DMS (Unidade: R\$ mil)

Item	Total	2015	2016	2017	2018	2019	2020
<b>I Aquisição / Construção</b>	<b>206.299</b>	<b>0</b>	<b>74.997</b>	<b>96.676</b>	<b>19.862</b>	<b>14.765</b>	<b>0</b>
Equip. de Campo de Distribuição	85,982	0	31,086	25,136	18,175	11,589	0
Linha OH 13kV	41,400	0	18,182	23,218	0	0	0
Cabo Óptico	33,718	0	14,225	19,493	0	0	0
Subestação 138/13.8kV	19,344	0	7,918	8,967	0	2,459	0
DAS	16,026	0	14	15,258	741	14	0
AMI (Medidor Inteligente e MDMS)	0	0	0	0	0	0	0
Custo Base	196,476	0	71,425	92,072	18,916	14,062	0
Contingência Física	9,824	0	3,571	4,604	946	703	0
<b>II Serviços de Consultoria</b>	<b>17,789</b>	<b>3,321</b>	<b>4,661</b>	<b>4,214</b>	<b>3,714</b>	<b>1,489</b>	<b>390</b>
Custo Base	16,941	3,163	4,439	4,031	3,537	1,418	371
Contingência Física	847	158	222	201	177	71	19
<b>A. Total (1+11)</b>	<b>224,088</b>	<b>3,321</b>	<b>79,658</b>	<b>100,889</b>	<b>23,576</b>	<b>16,254</b>	<b>390</b>
<b>a Aquisição de Terra</b>	<b>0</b>	<b>0</b>		<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>b Custo de Administração</b>	<b>11,204</b>	<b>166</b>	<b>3,983</b>	<b>5,044</b>	<b>1,179</b>	<b>813</b>	<b>20</b>
<b>c Impostos</b>	<b>98,840</b>	<b>296</b>	<b>38,260</b>	<b>44,019</b>	<b>15,426</b>	<b>816</b>	<b>23</b>
<b>B. Total (a+b+c)</b>	<b>110,044</b>	<b>462</b>	<b>42,243</b>	<b>49,063</b>	<b>16,605</b>	<b>1,628</b>	<b>42</b>
<b>TOTAL (A + B)</b>	<b>334,132</b>	<b>3,783</b>	<b>121,901</b>	<b>149,953</b>	<b>40,181</b>	<b>17,882</b>	<b>432</b>

(Fonte: Equipe de Pesquisa JICA)

Este regime isenta PIC e COFINS. Os objetos incluem ativos de energia elétrica de infraestrutura. É recomendado para a COPEL se cadastrar em tais regimes para reduzir os custos de investimento.

Os custos de investimento de DAS/DMS acima não incluem as linhas de distribuição OH e seus custos, embora quando as linhas existentes são trocadas de acordo com a capacidade atual, isso pode permitir que as novas linhas respondam aos aumentos de consumo, de maneira que possa contribuir para as vendas da COPEL e assim a COPEL deve alocar os custos com o seu orçamento.

<sup>1</sup> <http://www.mme.gov.br/mme/menu/reidi.html>

A Tabela 9.1-2 mostra parte de AMI do volume dos custos de investimento do projeto. O custo total do investimento de AMI é de aproximadamente R\$ 129 milhões. Os impostos equivalem a aproximadamente 27,2% do custo de investimento total, menores que o do DAS, porém continuam elevados.

Tabela 9.1-2 Custo de Investimento de AMI (Unidade: R\$ mil)

Item	Total	2015	2016	2017	2018	2019	2020
<b>I Aquisição / Construção</b>	<b>86,014</b>	<b>0</b>	<b>32,626</b>	<b>47,770</b>	<b>5,618</b>		<b>0</b>
Equip. de Campo de Distribuição	0	0	0	0	0	0	0
Linha OH 13kV	0	0	0	0	0	0	0
Cabo Óptico	0	0	0	0	0	0	0
Subestação 138/13.8kV	0	0	0	0	0	0	0
DAS	0	0	0	0	0	0	0
AMI (Medidor Inteligente e MDMS)	81,919	0	31,073	45,495	5,351	0	0
Custo Base	81,919	0	31,073	45,495	5,351	0	0
Contingência Física	4,096	0	1,554	2,275	268	0	0
<b>II Serviços de Consultoria</b>	<b>3,209</b>	<b>725</b>	<b>606</b>	<b>754</b>	<b>828</b>	<b>296</b>	<b>0</b>
Custo Base	3,056	690	577	718	789	282	0
Contingência Física	153	35	29	36	39	14	0
<b>A. Total (1+11)</b>	<b>89,223</b>	<b>725</b>	<b>33,233</b>	<b>48,524</b>	<b>6,446</b>	<b>296</b>	<b>0</b>
a Aquisição de Terra	0	0	0	0	0	0	0
b Custo de Administração	4,461	36	1,662	2,426	322	15	0
c Impostos	35,091	70	11,257	22,936	779	49	0
<b>B. Total (a+b+c)</b>	<b>39,553</b>	<b>106</b>	<b>12,919</b>	<b>25,362</b>	<b>1,102</b>	<b>64</b>	<b>0</b>
<b>TOTAL (A + B)</b>	<b>128,776</b>	<b>831</b>	<b>46,152</b>	<b>73,886</b>	<b>7,548</b>	<b>359</b>	<b>0</b>

(Fonte: Equipe de Pesquisa JICA)

No entanto, esta estimativa inclui os seguintes pressupostos.

- Concentradores e medidores inteligentes são produtos domésticos (sem taxas aduaneiras)
- Inicialmente, 120.000 medidores inteligentes, bem como os concentradores são investidos em 2016 e os restantes 100.000 SMs são investidos em 2017.
- Embora haja o novo programa de isenção de impostos do Ministério das Comunicações<sup>2</sup>, a solicitação não pode ser enviada a tempo e os impostos não estão isentos nesta estimativa.

Estes dois investimentos (DAS/DMS e AMI) estão acima e os custos totais de investimento do projeto são mostrados na Tabela 9,1-3. Os custos totais de investimento do projeto são de aproximadamente R\$ 463 milhões. Os impostos equivalem a aproximadamente 28,9% do custo de investimento total, menores que o do DAS, porém continuam elevados.

<sup>2</sup> Lei Nº 12.715/2012

Tabela 9.1-3 Custos Totais de Investimento do Projeto (Unidade: R\$ mil)

Item	Total	2015	2016	2017	2018	2019	2020
<b>I Aquisição / Construção</b>	<b>292,314</b>	<b>0</b>	<b>107,623</b>	<b>144,445</b>	<b>25,480</b>	<b>14,765</b>	<b>0</b>
Equip. de Campo de Distribuição	85,982	0	31,086	25,136	18,175	11,589	0
Linha OH 13kV	41,400	0	18,182	23,182		0	0
Cabo Óptico	33,718	0	14,225	19,493		0	0
Subestação 138/13.8kV	19,344	0	7,918	8,967		2,459,016	0
DAS	16,026	0	14	15,258	741	14	0
AMI (Medidor Inteligente e MDMS)	81,919	0	31,073	45,495	5,351		0
Custo Base	278,394	0	102,498	137,567	24,267	14,062	0
Contingência Física	13,920	0	5,125	6,878	1,213	703	0
<b>II Serviços de Consultoria</b>	<b>20,997</b>	<b>4,045</b>	<b>5,268</b>	<b>4,968</b>	<b>4,542</b>	<b>1,784</b>	<b>390</b>
Custo Base	19,998	3,853	5,017	4,731	4,326	1,700	371
Contingência Física	1,000	193	251	237	216	85	19
<b>A. Total (1+11)</b>	<b>313,311</b>	<b>4,045</b>	<b>112,891</b>	<b>149,413</b>	<b>30,022</b>	<b>16,550</b>	<b>390</b>
<b>a Aquisição de Terra</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>b Custo de Administração</b>	<b>15,666</b>	<b>202</b>	<b>5,645</b>	<b>7,471</b>	<b>1,501</b>	<b>827</b>	<b>20</b>
<b>c Impostos</b>	<b>133,931</b>	<b>366</b>	<b>49,517</b>	<b>66,955</b>	<b>16,205</b>	<b>865</b>	<b>23</b>
<b>B. Total (a+b+c)</b>	<b>149,597</b>	<b>568</b>	<b>55,162</b>	<b>74,426</b>	<b>17,707</b>	<b>1,692</b>	<b>42</b>
<b>TOTAL (A + B)</b>	<b>462,908</b>	<b>4,613</b>	<b>168,053</b>	<b>223,839</b>	<b>47,729</b>	<b>18,242</b>	<b>432</b>

(Fonte: Equipe de Pesquisa JICA)

## 9.2 Efeitos do Projeto

Os efeitos a seguir podem ser esperados pela aplicação do projeto.

- 1) Redução da duração de interrupção de fornecimento
- 2) Redução de perdas técnicas
- 3) Redução de perdas não técnicas
- 4) Economia na construção de geração e transmissão de energia
- 5) Redução de custo de manutenção/operação
- 6) Redução de emissões de CO<sub>2</sub>
- 7) Economia na construção de subestação
- 8) Expansão para futuros negócios/projetos da COPEL

### 9.2.1 Efeito de Redução de duração de interrupção do fornecimento

- 1) Diminuição da duração de interrupção do fornecimento

Conforme mostrado na Figura 9.2-1, se ocorrer uma falha na Seção 4 da linha de distribuição, a interrupção continuará em todas as seções até que a falha seja recuperada. Se o DAS/DMS estiver instalado, apenas a seção com falha será isolada e as outras seções que não apresentam falhas poderão ser imediatamente fornecidas, de modo que a duração da interrupção de fornecimento pode ser reduzida. O procedimento de detecção de falha de corrente é mostrado na Tabela 9.2-1, enquanto que

a Tabela 9.2-:

AS/DMS.

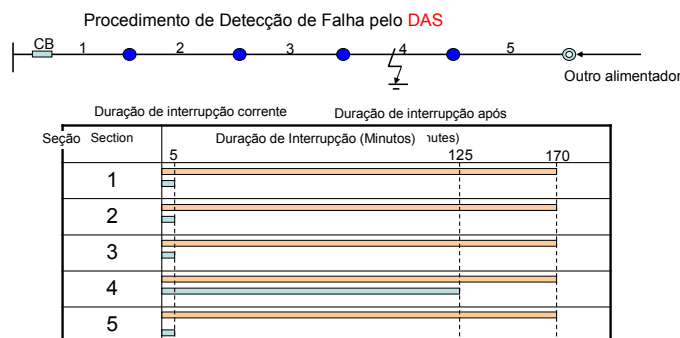


Figura 9.2-1 Efeito de redução do tempo da interrupção do fornecimento pelo DAS/DMS  
(Fonte: Equipe de Pesquisa JICA)

Tabela 9.2-1 Procedimento de detecção de falha de corrente

Não	Descrição dos serviços de tratamento de falha	Tempo de tratamento de falha	
		Cumulativo	Tempo de trabalho
1	Disparo do Disjuntor (CB)	-	
2	Contato por telefone a partir da subestação, informando ocorrência de falha	5	+5
3	Formação da equipe de trabalho e ida imediata para o local	25	+20
4	Verificar a seção de falha	55	+30
5	Isolar a seção de falha	60	+5
6	Verificar o ponto de falha na seção da falha	75	+15
7	Reparar o ponto de falha	135	+60
8	Trabalho de reparação e inspeção	145	+10
9	Teste de fornecimento elétrico na seção de reparação	150	+5
10	Recuperação do fornecimento comercial	170	+20

(Fonte: Criado pela equipe de pesquisa baseado no resultado da pesquisa da COPEL)

Tabela 9.2-2 Procedimento de detecção de falha após a instalação do DAS/DMS

Não	Descrição dos serviços de tratamento de falha	Tempo de tratamento de falha	
		Cumulativo	Tempo de trabalho
1	Disparo de CB	-	
2	Deteção automática da seção de falha pelo DAS e isolamento automático	5	+5
3	Formação da equipe de trabalho e ida imediata para o local	15	+10
4	Verificar o ponto de falha na seção da falha	30	+15
5	Reparar o ponto de falha	90	+60
6	Inspeção do trabalho de reparação	100	+10
7	Teste de fornecimento elétrico na seção de reparação	105	+5
8	Recuperação do fornecimento comercial	125	+20

(Fonte: Criado pela equipe de pesquisa com base no resultado da pesquisa da COPEL)

Após a instalação do DAS / DMS, a seção de falha (Seção 4, na Figura 9.2-1) será isolada automaticamente e as demais seções sem falha (Área 1, 2, 3 e 5) serão fornecidas automaticamente. A restauração das seções sem falha será dentro de 5 minutos (de 1 a 2 minutos aproximadamente) e, assim, a duração média de interrupção em todas as seções será de 29 minutos, conforme mostrado na fórmula de cálculo abaixo.

$$(5 + 5 + 5 + 125 + 5) / 5 \text{ seções} = 29 \text{ min./seção}$$

Entretanto, com base no atual sistema, a duração de interrupção será de 170 min/seção, o que significa que a taxa de redução é de 80%, conforme mostrado na fórmula de cálculo abaixo.

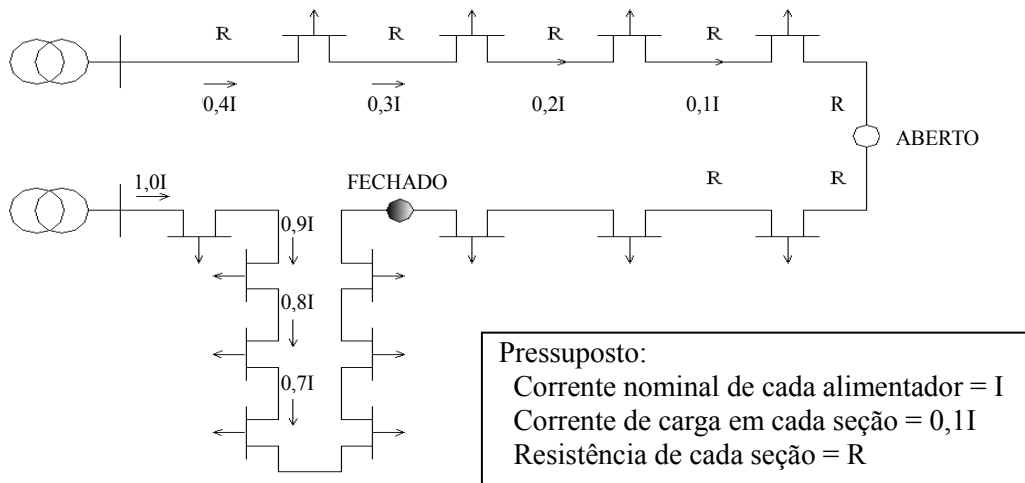
$$(29 \text{ min.} / 170 \text{ min.}) \times 100\% = 17\% (\cong 20\%)$$

### 9.2.2 Efeito de redução de perdas Técnicas

#### 1) Melhoria do desequilíbrio de carga

A condição de carga pode ser monitorada com base em tempo real pelo DAS/DMS e, se for detectada sobrecarga, a carga poderá ser dividida para os alimentadores de distribuição adjacentes pelo DAS/DMS para melhorar o desequilíbrio. Com base no cálculo típico, as perdas técnicas podem ser melhoradas em aproximadamente 32,5% na linha de média tensão, como uma rede de modelo.

<Aplicação antes do DAS>



$$\begin{aligned} \text{Total de perdas} &= (0,4I)^2 \cdot R + (0,3I)^2 \cdot R + (0,2I)^2 \cdot R + (0,1I)^2 \cdot R + \\ & (1,0I)^2 \cdot R + (0,9I)^2 \cdot R + (0,8I)^2 \cdot R + \dots + (0,1I)^2 \cdot R \\ &= 4,15 I^2 \cdot R \end{aligned}$$

(Fonte: Equipe de Pesquisa JICA)

<Após a instalação do DAS>

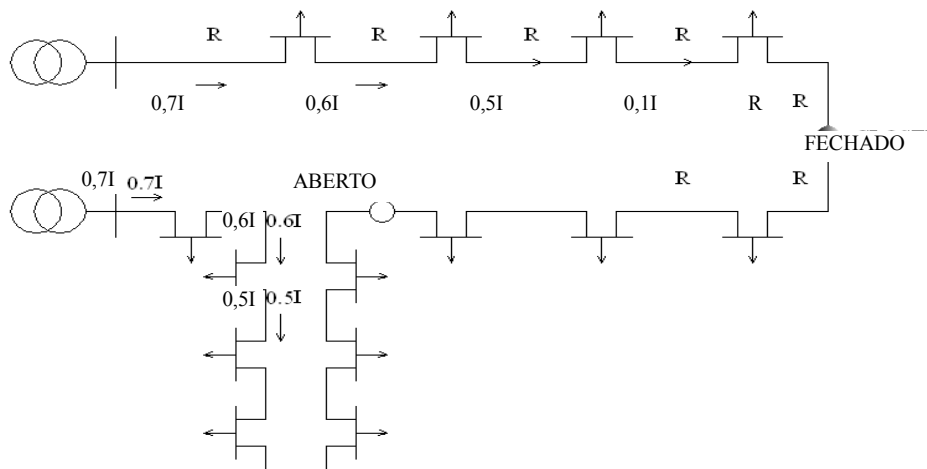


Figura 9.2-2 Cálculo do desequilíbrio de carga

(Fonte: Equipe de Estudos da JICA)

$$\begin{aligned} \text{Total de perdas} &= 2((0,7I)^2 \cdot R + (0,6I)^2 \cdot R + \dots + (0,1I)^2 \cdot R) \\ &= 2,80 I^2 \cdot R \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Efeitos do DAS} &= (4,15 - 2,80) \cdot (100) / (4,15) \\ &= 32,5\% \end{aligned}$$

Portanto, a perda técnica pode ser reduzida até 0,98% (=3,0% x 0,325).

2) Melhoria do fator de potência

No caso em que Capacitores são instalados para alimentador de 13,8kV, o fator de potência pode ser melhorado e a perda técnica do alimentador de 13,8kV também pode ser reduzida.

A principal de redução de perdas por controle de capacitor é explicada conforme a seguir

A relação entre a potência Reativa Q, Potência ativa P e a potência Aparente S é mostrada na Figura 9.2-3.

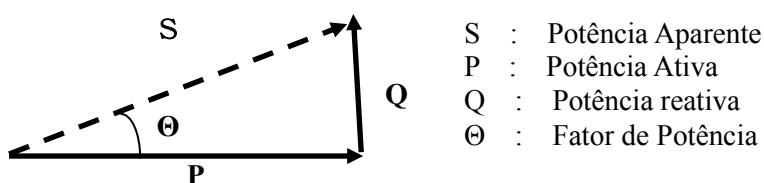


Figura 9.2-3 Relação entre S, P e Q

(Fonte: Equipe de Pesquisa JICA)

Quando uma potência reativa Q se tornar maior com o uso de carga de motor, a potência ativa P irá reduzir e a corrente de carga irá aumentar em caso de condição de mesma potência P, tal como de cargas de motor, de modo que a perda através do aumento de corrente de carga irá aumentar.

Q é normalmente uma potência reativa indutiva Q1/Q2 cuja carga consiste de motor, luz e assim por diante. Portanto, se uma potência reativa indutiva Qc, tal como capacitores, é adicionada ao lado da carga, a Q1 poderá ser reduzida para Q2, de modo que a perda poderá ser reduzida conforme mostrado na Figura 9.2-4.

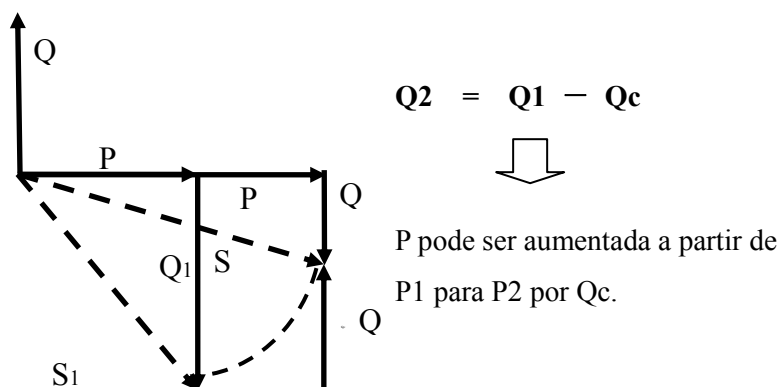
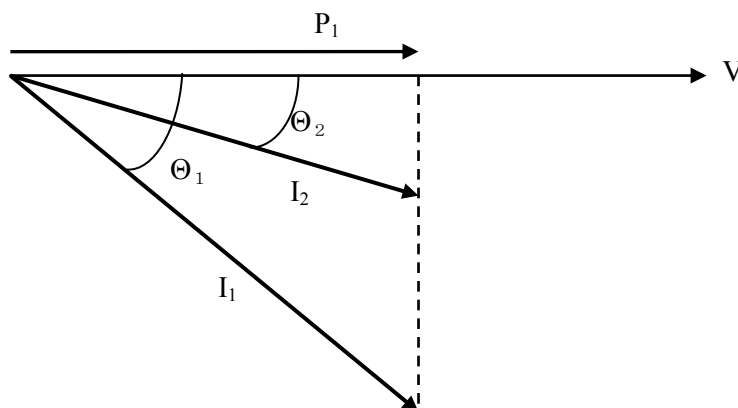


Figura 9.2-4 Melhoria do fator de Potência por potência reativa indutiva

(Fonte: Equipe de Pesquisa JICA)



$$\begin{aligned} \text{Redução de perdas} &= I_1^2 \cdot R - I_2^2 \cdot R = (P_1 / V \cdot \cos \theta_1)^2 \cdot R - \\ & (P_1 / V \cdot \cos \theta_2)^2 \cdot R \\ &= (P_1^2 / V^2) \cdot R (1/\cos^2 \theta_1 - 1/\cos^2 \theta_2) \end{aligned}$$

R: Resistência da linha de distribuição

V: Tensão entre fases

Figura 9.2-5 Cálculo de Redução de Perdas

(Fonte: Equipe de Pesquisa JICA)

A perda pode ser melhorada cerca de 17% como um exemplo no caso em que o fator de potência pode ser melhorado de 0,91 para 0,98 pela instalação e controle do Capacitor. No caso em que a condição de potência reativa reduzida é assumida para continuar durante 20H, a redução de perda real é de aproximadamente 14,2% (17% x 20/ 24H) níveis.

O local do capacitor é normalmente instalado para aproximadamente 2/3 do ponto de carga, de modo que a porcentagem de melhoria seja cerca de 9,5% (= 14,2 cm x 2/3).

O fator de potência na região metropolitana de Curitiba é mostrado conforme a Tabela 9.2-3 e a média é aproximadamente 0,91.

Tabela 9.2-3 Fator de potência na região metropolitana de Curitiba

Fator de Potência	< 0,85	0,86 – 0,9	0,91 – 0,95	0,96 <
Nº do alimentador	37	71	130	116
Média	0,91			

(Fonte: Equipe de Pesquisa JICA)

O DAS pode controlar os capacitores instalados em subestações e redes de distribuição aérea de acordo com o monitoramento em tempo real do fator de potência, de modo que a perda pode ser reduzida até cerca de **9,5%**.

Portanto, a perda técnica de MV pode ser reduzida até 0,28% (=3,0% x 0,095).



## 3) Melhoria de tensão – queda de SVR

Em caso de SVR será instalado em alimentador OH, a queda de tensão na extremidade do alimentador OH será melhorada e a perda na linha lateral de carga do SVR pode ser reduzida.

SVR será instalado em alimentador OH da região metropolitana da COPEL cujas instalações relacionadas são mostradas na Tabela 9.2-4.

A queda de tensão ocorreu no alimentador OH devido à longa distância, portanto é recomendável instalar o SVR no centro do alimentador OH conforme mostrado na Figura 9.2-6.

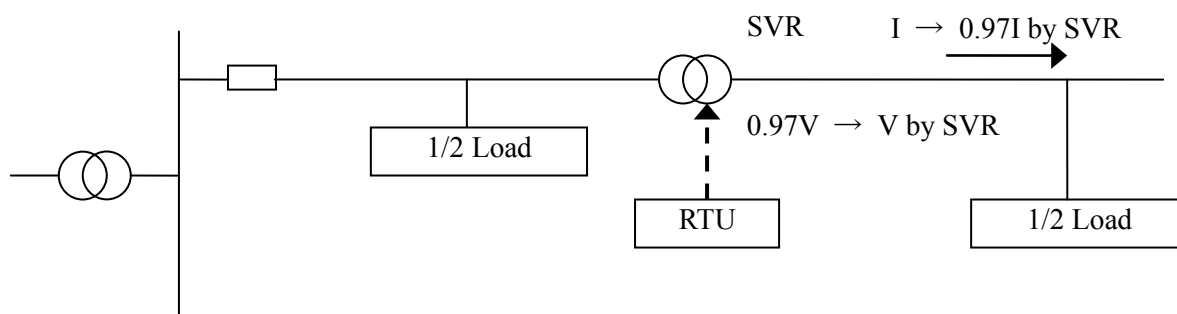


Figura 9.2-6 Modelo para o cálculo da queda de tensão

Quando a queda de tensão puder ser melhorada cerca de 3% (queda média de tensão da região metropolitana de Curitiba: 4,46%), 3% da corrente do alimentador pode ser reduzida, de modo que a perda técnica do alimentador OH pode ser melhorada cerca de 10% [= (9,7 / 10) = 0,94 → 6%].

Como o SVR será instalado no centro do alimentador OH, a metade de 6% pode ser reduzida.

A taxa de redução de perda é de aproximadamente 3% (= 6% x 1/2). A perda técnica na região metropolitana de Curitiba foi em torno de 6,4%, em 2012, de modo que a perda média é assumida como 3%.

Tabela 9.2-4 Dados e efeitos na região metropolitana de Curitiba na COPEL

Item	Dados em Dakahlia-Norte
Nºs de alimentadores OH de 13,8kV	358
Comprimento do alimentador principal OH de 13,8kV	3.639 km
Comprimento do alimentador principal em média	10,2 km
Perda Técnica do alimentador OH	6,4%
Perda Técnica de MV (pressuposto)	3,0% em 6,4%
Efeito de redução de perda pelo SVR	0,09% (= 3,0% x 0,03)

(Fonte: Equipe de Pesquisa JICA)

Portanto, a perda técnica na região metropolitana de Curitiba pode ser reduzida até **0,09%** pela instalação de SVR.

O total de perda técnica espera-se reduzir 1,35% (= 0,98 + 0,28 + 0,09).

### 9.2.3 Efeito de redução de perdas Não Técnicas

A perda não técnica pode ser ainda mais reduzida por AMR e o cálculo conforme exemplo baseado em outros países pela equipe de pesquisa foi fornecido como referência, de modo que a perda não técnica de aproximadamente 70% pode ser reduzida.

AMR pode detectar os problemas de medidores ou erro humano.

O Medidor Inteligente é mais preciso que o medidor mecânico já instalado e como trabalha para medir o consumo de energia não sendo necessária a intervenção humana devido à avaliação direta do centro de controle para o AMR, ele é efetivo na redução de perdas.

Ao mesmo tempo, quando a tampa do medidor inteligente é removida é possível detectar através do sensor, o que impede o furto de energia ou fornece um aviso rápido logo após o furto. E, furto de energia por meio de ligação direta a partir da linha de distribuição pode ser detectado pela queda de tensão bruta e comparando com os dados do RTU do transformador e Medidor Inteligente.

Tabela 9.2-5 Efeito de redução de perdas não técnicas

Perdas não técnicas		(a) Perda de corrente em divisões de modelo (pelo exemplo da Índia)	(b) Redução pelo AMR	Alvo em divisões de modelo
Medidor	Medidor desativado	0,28	0,28 (100%) *1	0
	Medidor ineficiente	0,16	0,00 (0%) *2	0,16
	Defeitos dos circuitos em CT/PT	0,80	0,80 (100%) *3	0
	Erros na leitura do medidor	1,42	1,42 (100%) *4	0
Furto	Furto por manipulação dos medidores	0,28	0,28 (100%) *5	0
	Furto de energia por derivação direta	1,42	0,71 (50%) *6	0,71
	Ligação direta sem medidores	1,02	0,51 (50%) *7	0,51
Total de perdas não técnicas		5,38 %	4,0 % (74%)	1,38%

\*1: O medidor desativado pode ser detectado quando a unidade do Medidor Inteligente não responde.

\*2: Solução adicional é necessária para esse tipo de redução de perdas.

\*3: Solução adicional é necessária para esse tipo de redução de perdas.

\*4: O medidor é lido corretamente pelo sistema sem erros humanos. O Medidor de Corrente tem sido medido a cada mês.

\*5: A manipulação do medidor pode ser detectada pela abertura/fechamento do sensor da tampa do medidor.

\*6: Solução adicional é necessária para esse tipo de redução de perdas.

\*7: Possivelmente, esse tipo de furto pode ser detectado comparando os dados da quantidade de energia elétrica entre o medidor no RTU do DAS e os medidores Inteligentes. No entanto, a precisão dessa detecção de furto pode ser tão baixa quanto 50%.

(Fonte: Realizado pela Equipe de Pesquisa da JICA)

### 9.2.4 Economia na construção de geração e transmissão de energia por corte e alternância de pico

Não é uma forma eficaz construir estações de energia de acordo com a demanda de pico. É muito importante fazer curva de carga mesmo pelo lado do consumidor. Um dos métodos de supressão de pico é o corte e a alternância de pico. É possível reduzir a geração de energia a partir das estações de energia e tornar eficiente a operação das estações de energia.

Para realizar corte e alternância de pico nós podemos tomar os dois métodos seguintes.

- As instalações, tais como AC, cuja interrupção não pode gerar um sério impacto sobre a operação de um edifício, área comercial, fábrica e escola, serão cortadas.
- Toda a energia será cortada para residências privadas

DAS/DMS fornecendo funções de EMS pode interromper a energia para controlar uma área por 30 minutos. Se a duração da alternância de pico for maior que 30 minutos, a área interrompida será alterada de área para área alternadamente. No entanto, os consumidores querem utilizar energia durante a interrupção e é possível utilizar a energia com taxa mais elevadas para fazer alternância/corte de pico eficaz.

Espera-se que o pico de carga do consumidor residencial seja de 2kW (o dobro do consumo de AC de 1kW), considerando a futura extensão da demanda.

$$2\text{kW} \times 220,000 \times 1/2 \text{ (Rotação)} = 220\text{MW}$$

O horário de pico de cada cliente residencial é diferente, portanto a energia economizada será inferior a 220MW.

A alternância de pico e corte controlam o diretório de carga e, além disso, é possível fornecer a indicação de energia consumida em cada residência privada e restringir a utilização de energia. Entretanto, pode ser dispendioso para fornecer a indicação de energia em cada residência privada.

Por outro lado, aplicando TOU é possível restringir o consumo de energia dos consumidores.

### 9.2.5 Redução de custo de manutenção/operação

A estrutura da Organização existente para o sistema de distribuição na Região do Projeto é descrito em 4.9, no Capítulo 4 e a Estrutura de Manutenção e Operação após o Projeto também é introduzida em 7.5, Capítulo 7.

DAS/DMS pode detectar automaticamente a secção com falha, de modo que as equipes de manutenção para detectar a seção com falha podem ser reduzidas.

Além disso, o DAS/DMS pode gerenciar a rede de distribuição em tempo real e fazer muitos relatórios automaticamente, de modo que a quantidade de funcionários pode ser aprimorada.

É difícil calcular a economia com funcionário, mas o resultado é proposto para aprimorar com base na comparação entre a COPEL e a TEPCO que já tem instalado o DAS/DMS para todas as áreas.

Tabela 9.2-6 Comparação de funcionários de distribuição entre a COPEL e TEPCO

	COPEL Distribuição	TEPCO (2012)
Nº de clientes	4 milhões	28 milhões
Energia para venda	23,284 (GWh)	268,230 (GWh)
Área de Serviço	199,315 (km <sup>2</sup> )	39,509 (km <sup>2</sup> )
Funcionários de Distribuição	7.169	5.522*

\*Nº de funcionários Regulares para o trabalho de distribuição

\*Nº de funcionários para distribuição inclui a empresa subsidiária para distribuição: 11.423

(Fonte: Equipe de Pesquisa JICA)

### 9.2.6 Redução de emissões de CO2

Este projeto Smart Grid pode contribuir para reduzir as emissões de CO2 com base nos seguintes efeitos.

- (1) Efeito de redução da duração de interrupção de fornecimento
- (2) Efeito de redução de perdas técnicas

Os detalhes estão incluídos em 9.4.

### 9.2.7 Economia na construção de subestação

DAS/DMS pode alternar rapidamente uma grande quantidade de cargas do alimentador de distribuição quando ocorrer uma falha em banco na subestação. A COPEL adota operação máxima de 70% da capacidade nominal e permitindo 140% da capacidade nominal de parada de emergência de um banco, devido a dois bancos como padrão de subestação da COPEL, conforme mostrado na Figura 9.2-7.

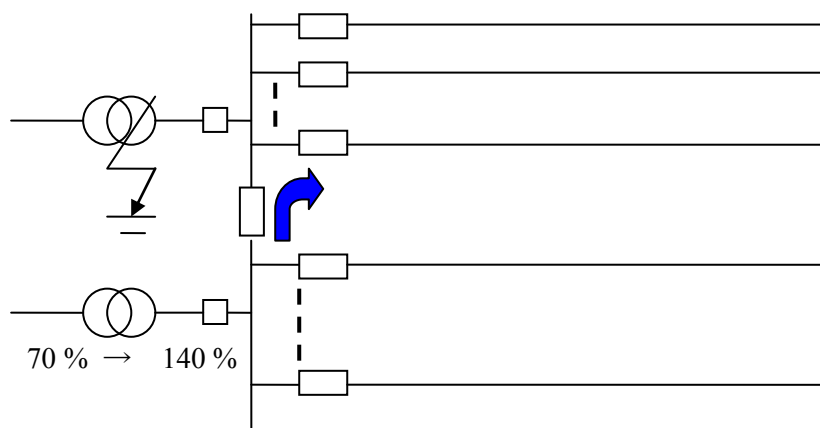


Figura 9.2-7 Conceito de uma falha de banco na subestação da COPEL

(Fonte: Equipe de Pesquisa JICA)

DAS/DMS permite aumentar o nível máximo de operação, alternando rapidamente as cargas do banco em falha. Sobrecarga admissível não é considerada no nível máximo de operação aumentado porque,

normalmente, demora menos de algumas horas para reparar o acidente em banco.

Ao elevar o nível máximo de operação do banco da subestação, o nível médio de operação também pode ser aumentado. Como resultado, a nova construção de subestação pode ser economizada pela elevação do nível médio de operação. Após a instalação do DAS/DMS, no máximo 83% da capacidade nominal pode ser permitida, conforme explicado na Figura 9.2-8.

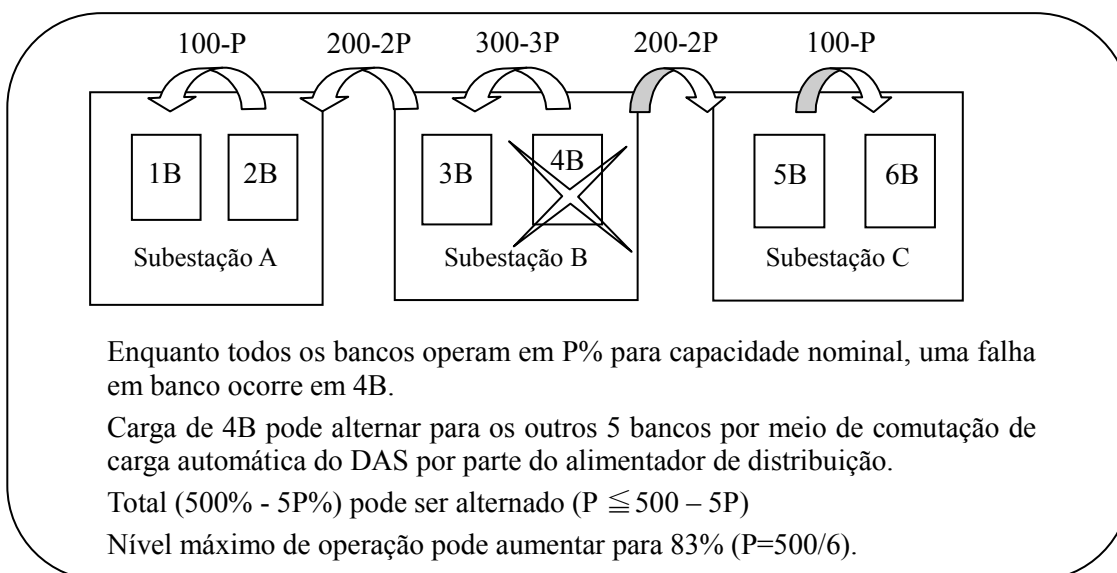


Figura 9.2-8 Explicação do aumento do nível de operação da subestação

(Fonte: Equipe de Pesquisa JICA)

<Condição de cálculo para subestações necessárias após 20 anos>

- Consumo da COPEL é de 7.401 GWh em 2012 e vai aumentar com 6% de taxa de crescimento.
- Capacidade média de Energia é de aproximadamente 844 MW [= 7401 x 103 / (365 x 24)]. A energia necessária após 20 anos: 844 MW x (1,06)<sup>20</sup> - 844MW = 1.863 MW
- A capacidade padrão da subestação da Copel é de 80MW (= 40MW x 2 bancos).
- Efeito por DAS / DMS é de 13% (70% de carga → 83%)

Se este projeto não será implementado, a subestação necessária com base no aumento de carga é de aproximadamente 33 subestações

$$(40\text{mW} \times 2 \text{ bancos}) \times A \text{ SS} \times 0,7 = 1.863 \text{ MW} \quad A = 33 \text{ subestações}$$

Se este projeto será implementado,

$$(40\text{mW} \times 2 \text{ bancos}) \times B \text{ SS} \times 0,83 = 1.863 \text{ MW} \quad B = 28 \text{ subestações}$$

Portanto, a construção de 5 subestações (= 33-28 subestações) pode ser salva por este projeto.

### 9.2.8 Expansão para futuros negócios/projetos da COPEL

A rede de comunicação e o medidor inteligente serão instalados por esse projeto, de modo que os negócios/projetos a seguir poderão estar disponíveis no futuro.

#### 1) EMS:

O medidor inteligente será instalado para clientes, de modo que a energia renovável/baterias com o cliente pode ser controlada através do medidor inteligente e da rede de comunicação. Portanto, o investimento inicial para EMS pode ser economizado devido a utilização do medidor inteligente e da rede de comunicação, conforme mostrado na Figura 9.2-9.

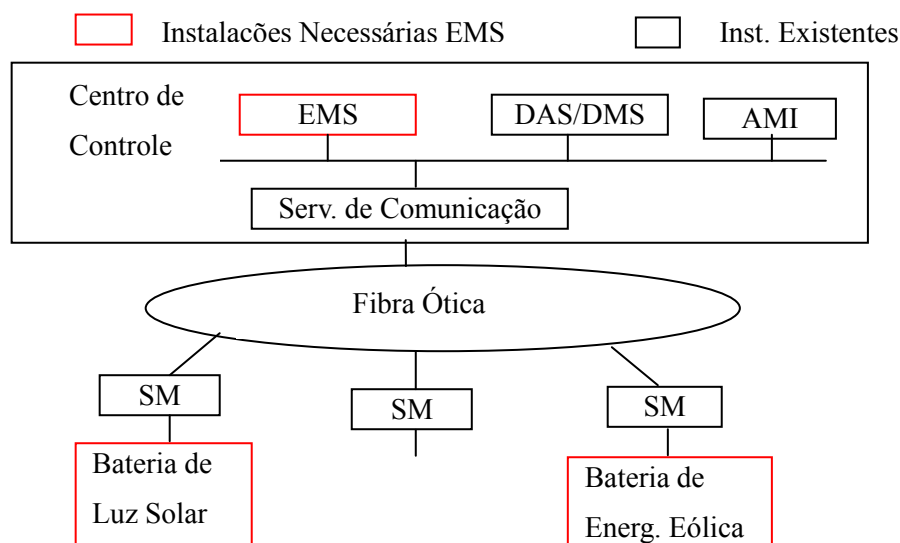


Figura 9.2-9 Expansão de EMS no sistema existente

- 2) O medidor inteligente pode ser conectado ao **HEMS**, de modo que o controle de temperatura do AC (Ar Condicionado) e o controle de bateria de **EV**, etc. estarão disponíveis futuramente.
- 3) Novos negócios tais como operação por satélite/diagnóstico remoto, etc. estarão disponíveis por meio de fibra óptica

## 9.3 Avaliação Econômica (Estimativas de IRR)

### 9.3.1 Avaliação Financeira (Estimativas de TIRF)

Com base nos custos de investimento do projeto descritos em 9.1 e os efeitos do projeto explicados em 9.2, o projeto pode ser avaliado com o cálculo de taxa interna de retorno financeiro (TIRF).

#### 1) DAS/DMS

Os efeitos de DAS/DMS são calculado conforme a seguir:

(1) Redução de duração de interrupção do fornecimento

DAS/DMS pode reduzir 80% a duração de interrupção do fornecimento. Portanto, o rendimento MWh perdido durante a interrupção pode ser coberto e, desse modo, o rendimento das vendas da COPEL aumentam. A média das durações de interrupção por consumidor na Cidade de Curitiba e na região metropolitana de Curitiba, excluindo a Cidade de Curitiba (23 municípios) é de 7,81 e 34,44 horas/consumidor em 2012, respectivamente. Utilizando o rendimento de vendas por consumo (R\$/MWh) em 2012, o número de consumidores e o consumo (MWh) nas duas áreas, o aumento do rendimento de vendas pode ser estimado através da duração de fornecimento de energia e duração da interrupção.

(2) Redução de Perdas Técnicas

O consumo total (MWh) das duas áreas em 2012 é dividido por 91,55% (=1-0,0845: perda total) e o fornecimento total pode ser obtido. A redução de perdas técnicas é de 13,5% e, assim, essa taxa e o preço de compra de energia (R\$ 115/MWh) são multiplicados para o fornecimento total, de modo que a redução de perdas técnicas (redução de custos de aquisição de energia) pode ser estimada porque a demanda não muda, mas a oferta (compra) pode ser reduzida.

(3) Redução de Multa

As multas para SAIDI nas duas áreas são explicadas e 80% de duração do SAIDI podem ser reduzidos, de modo que 80% das multas poderão ser reduzidas pelo DAS/DMS.

(4) Economia de subestações

De acordo com o item 9.2.7 Economia na Construção de Subestação, DAS/DMS pode reduzir as necessidades de subestações através das taxas de operação planejadas de subestações de 70% para 83%. Os resultados mostram que, o total de 33 subestações pode ser reduzido para 28 subestações para que 5 subestações possam ser economizadas. Pressupõe-se que a demanda aumente com multiplicador e, dessa forma, uma subestação é poupada a cada quatro anos. Um custo de investimento de subestação é estimado em aproximadamente US\$ 19 milhões, de acordo com a COPEL

A Tabela 9.3-1 mostra a taxa interna de retorno financeiro (TIRF) do DAS/DMS.

Tabela 9.3-1 TIRF do DAS/DMS (Unidade: R\$ mil)

Ano	Investimento	Redução de Interrupção de Fornecimento	Perdas Técnicas	Redução de Multa	Redução de Subestação	Fluxo de Caixa
2015	3.783					-3.783
2016	121.901					-121.901
2017	149.953					-149.953
2018	40.181	3.079	7.801	660		-28.641
2019	17.882	3.264	8.269	700		-5.650
2020	432	4.623	20.004	1.313	19.000	44.508
2021		4.900	21.205	1.392		27.497
2022		5.194	22.477	1.475		29.146
2023		5.506	23.826	1.564		30.895
2024		5.836	25.255	1.658	19.000	51.749
2025		6.187	26.770	1.757		34.714
2026		6.558	28.377	1.862		36.797
2027		6.951	30.079	1.974		39.005
2028		7.368	31.884	2.093	19.000	60.345
2029		7.810	33.797	2.218		43.826
2030		8.279	35.825	2.351		46.455
2031		8.776	37.974	2.492		49.242
2032		9.302	40.253	2.642	19.000	71.197
2033		9.860	42.668	2.800		55.329
2034		10.452	45.228	2.968		58.648
2035		11.079	47.942	3.146		62.167
2036		11.744	50.818	3.335	19.000	84.897
2037	-24.238	12.448	53.867	3.535		94.089
TIRF = 9.44%						

(Fonte: Equipe de Pesquisa JICA)

O TIRF é de 9,4% e não é tão ruim. No entanto, esse cálculo inclui os seguintes pressupostos.

- As vidas de depreciação legal dos instrumentos acima variam de 5 anos (softwares de computador) a 37 anos (linhas de energia aéreas), porém produtos de vida curta são frequentemente utilizados ao longo dos anos da vida de depreciação e devido a isso o TIRF é calculado por 20 anos sem o reinvestimento dos produtos de vida curta.
- No entanto, os valores residuais negativos de produtos de vida mais longa (mais de 20 anos) precisam ser introduzidos como custos de investimento no cálculo do último ano (2037), e portanto, eles estão incluídos.

## 2) AMI

Os efeitos de AMI são calculados conforme a seguir:

### (1) Redução dos Custos de Leitura de Medidor

AMI pode considerar a necessidade de leitura de medidor desnecessária, de modo que seu custo,



R\$ 1,5 por mês por consumidor, pode ser excluído.

(2) Aumento do Custo de Manutenção

Embora AMI reduza os custos de leitura de medidor, o custo de distribuição postal da fatura é necessário porque o mecanismo de leitura de medidor acompanha emissões de fatura. No entanto, esse custo é estimado como sendo um terço, porque pressupõe-se que outras faturas de gás e esgoto sejam enviadas em conjunto e os custos sejam compartilhados.

(3) Redução de Perdas Não Técnicas

Esse é semelhante ao efeito de redução de perdas técnicas do DAS/DMS. No entanto, 70% de perda não técnica ( $2,05\% \times 0,7 = 1,435\%$ ) são reduzidos. Além disso, a perda não técnica é considerada quase furto, de modo que o rendimento oculto (rendimento de vendas = R\$ 245,8/MWh) é utilizado em vez do custo de aquisição em redução de perdas técnicas.

A Tabela 9.3-2 mostra o cálculo de TIRF de AMI. A TIRF de AMI é 5,0%.

Tabela 9.3-2 TIRF de AMI (Unidade: R\$ mil)

Ano	Investimento	Custo de Postagem	Custos de Manutenção	Redução de Perdas Não Técnicas	Redução de Custos Leitura de Medidor	Fluxo de Caixa
2015	831					-831
2016	46,152					-46,152
2017	73,886	1,728	462	3,458	2,160	-70,458
2018	7,548	3,168	1,200	6,720	3,960	-1,237
2019	359	3,168	1,276	7,123	3,960	6,280
2020		3,168	1,279	7,550	3,960	7,063
2021		3,168	1,279	8,003	3,960	7,516
2022		3,168	1,279	8,483	3,960	7,996
2023		3,168	1,279	8,992	3,960	8,505
2024		3,168	1,279	9,532	3,960	9,045
2025		3,168	1,279	10,104	3,960	9,617
2026		3,168	1,279	10,710	3,960	10,223
2027		3,168	1,279	11,353	3,960	10,865
2028		3,168	1,279	12,034	3,960	11,547
2029		3,168	1,279	12,756	3,960	12,269
2030		3,168	1,279	13,521	3,960	13,034
2031		3,168	1,279	14,333	3,960	13,845
2032		3,168	1,279	15,193	3,960	14,705
2033		3,168	1,279	16,104	3,960	15,617
2034		3,168	1,279	17,070	3,960	16,583
2035		3,168	1,279	18,095	3,960	17,607
2036		3,168	1,279	19,180	3,960	18,693
					TIRF =	4,96%

(Fonte: Equipe de Pesquisa JICA)

Se os custos dos medidores inteligentes são compartilhados com empresas de fornecimento de gás e água (e esgoto), então os encargos da COPEL Distribution se tornam um terço, o TIRF do AMI passa para

14.4%, conforme mostrado na Tabela 9.3-3. Neste caso, os custos de manutenção passam para um terço também.

Tabela 9.3-3 TIRF AMI (Custos dos medidores inteligentes são compartilhados) (Unidade: R\$ mil)

Ano	Investimento	Custo de Postagem	Custo de Manutenção	Leitura de Medidor	Geração de Energia	Fluxo de Caixa
2015	831					-831
2016	15,847					-15,847
2017	43,699	1,728	158	3,458	2,160	-39,968
2018	3,322	3,168	595	6,720	3,960	3,594
2019	359	3,168	629	7,123	3,960	6,927
2020		3,168	632	7,550	3,960	7,710
2021		3,168	632	8,003	3,960	8,163
2022		3,168	632	8,483	3,960	8,643
2023		3,168	632	8,992	3,960	9,152
2024		3,168	632	9,532	3,960	9,692
2025		3,168	632	10,104	3,960	10,264
2026		3,168	632	10,710	3,960	10,870
2027		3,168	632	11,353	3,960	11,513
2028		3,168	632	12,034	3,960	12,194
2029		3,168	632	12,756	3,960	12,916
2030		3,168	632	13,521	3,960	13,681
2031		3,168	632	14,333	3,960	14,492
2032		3,168	632	15,193	3,960	15,352
2033		3,168	632	16,104	3,960	16,264
2034		3,168	632	17,070	3,960	17,230
2035		3,168	632	18,095	3,960	18,254
2036		3,168	632	19,180	3,960	19,340
					FIRR=	14.4%

(Fonte: Equipe de Pesquisa JICA)

### 3) TIRF Total do Projeto

As tabelas acima 9.3-1 e 9.3-2 são integradas e o TIRF do total do projeto é mostrado na Tabela 9.3-3.

A TIRF é 8,5%, que está entre 9,4% de DAS/DMS e 5,0% de AMI.

Tabela 9.3-4 TIRF Total do projeto (Unidade: R\$ mil)

Ano	Investimento	Receitas ou Redução de Custos	Aumento dos Custos de Manutenção	Fluxo de Caixa
2015	4,614	0	0	-4,614
2016	168,053	0	0	-168,053
2017	223,839	5,618	2,201	-220,422
2018	47,729	22,220	4,410	-29,920
2019	18,241	23,315	4,484	591
2020	432	56,451	4,487	51,531
2021		39,460	4,487	34,973
2022		41,590	4,487	37,103
2023		43,848	4,487	39,360
2024		65,241	4,487	60,754
2025		48,778	4,487	44,290
2026		51,467	4,487	46,980
2027		54,317	4,487	49,830
2028		76,339	4,487	71,851
2029		60,542	4,487	56,054
2030		63,936	4,487	59,449
2031		67,535	4,487	63,048
2032		90,350	4,487	85,862
2033		75,393	4,487	70,905
2034		79,679	4,487	75,191
2035		84,222	4,487	79,735
2036		108,038	4,487	103,550
2037	-24,238	94,142	4,487	113,893
			TIRF = 8,46%	

(Fonte: Equipe de Pesquisa JICA)

### 9.3.2 Avaliação Econômica (Estimativas EIRR)

A estimativa do método da Taxa de Retorno Econômica Interna (EIRR) é semelhante a esta da FIRR. No entanto, há diferenças entre elas as seguir.

#### i) Benefícios

Enquanto FIRR trata receitas financeiras como benefícios financeiros, EIRR trata benefícios sociais como economia de energia e redução de custo dos clientes. No entanto, EIRR ou análise de custo-benefício não inclui efeitos diretos como efeitos regionais (aumento da localização industrial) e efeitos do multiplicador. O aumento da renda da COPEL e a redução de custo não são objeto da análise de custo-benefício, porém eles são avaliados a partir dos pontos de vista sociais descritos abaixo.

#### ii) Custos

Os custos operacionais e investimento são semelhantes aos da FIRR. No entanto, os impostos são excluídos dos custos de EIRR. Além disso, a parte da moeda estrangeira dos custos de investimento é convertida para o preço limite multiplicando o fator de conversão. O fator de conversão no Brasil é

assumido 0,91<sup>3</sup>.

## 1) DAS/DMS

Os benefícios de DAS/DMS são calculados da seguinte forma.

### (1) Redução da Interrupção

Os consumidores sofrem com as interrupções e, dessa forma, DAS/DMS podem melhorar os danos ou inconveniências dos consumidores causadas pelas interrupções. A pesquisa de disposição para pagar para os consumidores é necessária para esclarecer este benefício de melhoria, mas não é realizada. Portanto, a mesma tarifa média (receita de vendas) por consumidor é usada para recuperar 80% das receitas de interrupção ao invés do preço disposto a pagar do consumidor pelo consumo de eletricidade durante as interrupções. Este benefício deve incluir custo de uso da energia em espera dos consumidores durante os períodos de interrupção. No entanto, é considerado que esta tarifa média é um tipo de preço mínimo disposto a pagar para que a redução das penalidades impostas pela ANEEL para interrupções seja adicional de recuperação do dano dos clientes.

### (2) Redução de Perda Técnica

A redução de perda técnica por DAS/DMS pode ser considerada uma economia de fornecimento de energia. Portanto, economias sociais de fornecimento de energia são iguais às vendas do fornecimento de energia economizado, ou seja, a redução da COPEL da compra de energia utilizada em FIRR.

### (3) Economia nas subestações

A redução do custo de investimento da economia nas subestações provocada pela DAS/DMS pode ser considerada a redução do pagamento dos clientes através da prevenção do aumento de tarifa.

### (4) Redução da Emissão de CO<sub>2</sub>

A redução da emissão de CO<sub>2</sub> descrita em 9.4 abaixo pode ser convertida para redução do custo social através do preço das vendas internacionais do direito de emissão de CO<sub>2</sub>. Presume-se que o preço é 0,42 euro/ tonCO<sub>2</sub><sup>4</sup> (R\$ 1,2054/tonCO<sub>2</sub>).

A Tabela 9.3-5 mostra o resultado da taxa de retorno econômica interna (EIRR) de DAS/DMS. A EIRR estimada é de aproximadamente 14,1%.

<sup>3</sup> William J. Vaughan, Arthur H. Darling and Diego J. Rodriguez, "Uncertainty in the Economic Appraisal of Water Quality Improvement Investments: The Case for Project Risk Analysis" Banco de Desenvolvimento Inter-Americano, Julho de 2000.

<sup>4</sup> ICE ECX Preço a Prazo no Mercado de Londres em 6 de junho de 2013

Tabela 9.3-5 EIRR DAS/DMS (Unidade: milhões R\$)

Ano	Investimento	Redução da Interrupção	Redução de Perda Técnica	Redução de Penalidade	Redução da Subestação	Redução de CO2	Fluxo de caixa
2015	3,318						-3,318
2016	80,708						-80,708
2017	102,871						-102,871
2018	22,914	3,079	7,801	660		24	-11,350
2019	15,746	3,264	8,269	700		25	-3,489
2020	385	4,623	20,004	1,313	19,000	95	44,651
2021		4,900	21,205	1,392		101	27,597
2022		5,194	22,477	1,475		107	29,253
2023		5,506	23,826	1,564		113	31,008
2024		5,836	25,255	1,658	19,000	120	51,869
2025		6,187	26,770	1,757		127	34,841
2026		6,558	28,377	1,862		135	36,931
2027		6,951	30,079	1,974		143	39,147
2028		7,368	31,884	2,093	19,000	151	60,496
2029		7,810	33,797	2,218		160	43,986
2030		8,279	35,825	2,351		170	46,625
2031		8,776	37,974	2,492		180	49,423
2032		9,302	40,253	2,642	19,000	191	71,388
2033		9,860	42,668	2,800		203	55,531
2034		10,452	45,228	2,968		215	58,863
2035		11,079	47,942	3,146		228	62,395
2036		11,744	50,818	3,335	19,000	241	85,139
2037	-23,878	12,448	53,867	3,535		256	93,985
						EIRR=	14.1%

(Fonte: Equipe de Pesquisa JICA)

## 2) AMI

Os benefícios de AMI são calculados da seguinte forma.

## (1) Redução do Custo de Leitura do Medidor

Esta redução de custo pode ser considerada a redução do pagamentos dos clientes através da prevenção do aumento da tarifa.

## (2) Redução da Perda Não Técnica

A perda não técnica é considerada quase roubo, de forma que a renda oculta torna-se outro benefício dos clientes comuns através da prevenção do aumento da tarifa. Ela também significa que apenas o pagamento da tarifa é realizado socialmente.

## (3) Economia na construção da planta de geração de energia

De acordo com 9.2.4 Economia na construção da geração e transmissão de energia pelo corte e mudança de pico, a construção da planta de geração de energia pode ser economizada através da resposta de demanda. O efeito é limitado em aproximadamente 30% dos clientes residenciais na Cidade de Curitiba, mas a geração de 220 MW pode ser economizada de modo que US\$110 milhões como investimento de

gerador de turbina a gás e US\$ 160 milhões como custos de combustível em vinte anos são assumidos como efeitos da economia.

A Tabela 9.3-6 mostra o cálculo de EIRR AMI. A EIRR de AMI é de 21,0%.

Tabela 9.3-6 EIRR AMI (Unidade: milhões de R\$)

Ano	Investimento	Custo de Postagem	Custo de Manutenção	Redução de perda técnica	de não	Leitura de Medidor	Geração de Economia	Fluxo de caixa
2015	727							-727
2016	34,867							-34,867
2017	49,651	1,728	349	3,458		2,160		-46,110
2018	6,720	3,168	845	6,720		3,960		-53
2019	302	3,168	912	7,123		3,960		6,701
2020		3,168	915	7,550		3,960		7,427
2021		3,168	915	8,003		3,960		7,880
2022		3,168	915	8,483		3,960		8,360
2023		3,168	915	8,992		3,960		8,869
2024		3,168	915	9,532		3,960		9,409
2025		3,168	915	10,104		3,960		9,981
2026		3,168	915	10,710		3,960		10,587
2027		3,168	915	11,353		3,960		11,229
2028		3,168	915	12,034		3,960		11,911
2029		3,168	915	12,756		3,960		12,633
2030		3,168	915	13,521		3,960		13,398
2031		3,168	915	14,333		3,960	648,000	662,209
2032		3,168	915	15,193		3,960	48,000	63,069
2033		3,168	915	16,104		3,960	48,000	63,981
2034		3,168	915	17,070		3,960	48,000	64,947
2035		3,168	915	18,095		3,960	48,000	65,971
2036		3,168	915	19,180		3,960	48,000	67,057
							EIRR=	21.0%

(Fonte: Equipe de Pesquisa JICA)

### 3) EIRR Total do Projeto

As Tabelas 9.3-5 e 9.3-6 acima são integradas e EIRR do projeto total é mostrada na Tabela 9.3-7.

EIRR é 17,1%, isto é, entre 14,1% de DAS/DMS e 21,0% de AMI.

Tabela 9.3-7 EIRR DAS/DMS e AMI (Unidade: milhões R\$)

Ano	Investimento	Benefícios	Aumento dos Custo de Manutenção	Fluxo de caixa
2015	4,045	0	0	-4,045
2016	115,575	0	0	-115,575
2017	152,522	5,618	2,088	-148,993
2018	29,633	22,243	4,057	-11,447
2019	16,048	23,340	4,121	3,172
2020	385	56,545	4,123	52,038
2021		39,561	4,123	35,437
2022		41,697	4,123	37,573
2023		43,961	4,123	39,838
2024		65,361	4,123	61,238
2025		48,905	4,123	44,782
2026		51,602	4,123	47,478
2027		54,460	4,123	50,337
2028		76,490	4,123	72,367
2029		60,702	4,123	56,579
2030		64,106	4,123	59,983
2031		715,715	4,123	711,592
2032		138,541	4,123	134,417
2033		123,595	4,123	119,472
2034		127,894	4,123	123,770
2035		132,450	4,123	128,326
2036		156,279	4,123	152,156
2037	-23,878	142,398	4,123	162,153
EIRR=				17.1%

(Fonte: Equipe de Pesquisa JICA)

#### 9.4 Considerações sobre o Efeito de Redução de Emissões de CO2

Os efeitos da redução de emissões de CO2 de acordo com a instalação DAS sob Financiamento Japonês são os seguintes;

- Efeito de Redução da Duração de Interrupção de Fornecimento
- Efeito de Redução de Perda Técnica

##### 1) Efeito de Redução da Duração de Interrupção de Fornecimento

Esse efeito é para reduzir o tempo de operação do gerador de força de emergência possuído pelo cliente para queda de energia, de acordo com a redução da duração da interrupção de fornecimento através da instalação de DAS e é calculado pela seguinte fórmula. Além disso, a usina de emergência é assumida como gerador diesel utilizando óleo pesado A porque, em geral, no Japão, a usina de emergência é gerador diesel usando óleo pesado A.

Emissões de CO2 de Gerador Diesel Reduzidas – Aumento de emissões de CO2 da Grade Nacional

##### ■ Emissões de CO2 de Gerador Diesel Reduzidas

A Tabela 9.4-1 mostra a quantidade de geração de energia estimada de gerador diesel de emergência com base nos seguintes itens;

- Quantidade total de geração estimada na área alvo deste estudo, exceto clientes residenciais, que está descrito nas estatísticas no Departamento de Estatísticas do Governo do Estado do Paraná.

(O motivo pelo qual exclui o cliente residencial é que, em geral, para cliente residencial não tem usina de emergência).

- Índice objetivo de operação da usina de emergência, o qual está descrito no *JBIC Investment Environment in India – Foresight and Challenge (Ambiente de Investimentos da JBIC na Índia – Previsões e Desafios)*

(A taxa da quantidade de geração da usina de emergência no total da quantidade de geração no Brasil é de 1,6%, e a taxa do tempo de operação apenas para queda de energia excluindo manutenção, etc. da taxa anterior é 80%.)

Tabela 9.4-1 Quantidade de Geração de Energia Estimada de Gerador Diesel de Emergência

MUNICÍPIOS	Consumo					Quantidade de Geração de Energia do Gerador Diesel de Emergência (A) x 1,6% (Mwh)
	Setor Secundário (Mwh)	Setor Comercial (Mwh)	Rural (Mwh)	Outras Classes (Mwh)	Total (A) (Mwh)	
Adrianópolis	548	702	870	618	2.738	35
Agudos do Sul	452	1.045	3.534	798	5.829	75
Almirante Tamandaré	44.878	13.333	3.514	11.466	73.191	937
Araucária	443.528	55.479	8.623	20.893	528.523	6.765
Balsa Nova	71.877	5.538	4.190	2.097	83.702	1.071
Bocaiúva do Sul	7.191	1.467	2.707	1.359	12.724	163
Campina Grande do	34.446	14.451	3.519	5.151	57.567	737
Campo Magro	4.498	2.855	3.623	2.635	13.611	174
Cerro Azul	1.833	1.078	2.936	1.573	7.420	95
Colombo	122.384	49.754	7.421	24.036	203.595	2.606
Contenda	4.169	3.466	5.130	2.124	14.889	191
Curitiba	1.097.907	1.367.632	1.157	380.872	2.847.568	36.449
Doutor Ulysses	35	201	1.001	511	1.748	22
Itaperuçu	9.963	2.962	1.149	2.405	16.479	211
Lapa	43.580	10.155	16.329	7.428	77.492	992
Mandirituba	19.713	5.179	10.088	2.686	37.666	482
Pinhais	111.145	46.091	100	50.747	208.083	2.663
Piraquara	15.817	9.857	2.640	13.563	41.877	536
Quatro Barras	62.764	5.518	1.144	5.457	74.883	959
Quitandinha	1.518	2.640	8.231	1.153	13.542	173
Rio Branco do Sul	11.733	5.023	2.416	5.904	25.076	401
São José dos Pinhais	595.917	127.825	17.827	41.493	783.062	10.023
Tijucas do Sul	1.190	3.294	7.264	1.646	13.394	171
Tunas do Paraná	7.295	2.727	265	747	11.034	141
Total						65.993

(Fonte: Departamento de Estatísticas do Governo do Estado do Paraná e *JBIC Investment Environment in India – Foresight and Challenge*)

Com base no resultado da Tabela 9.4-1, a redução de emissões com gerador diesel pode ser calculada conforme a tabela a seguir.



Tabela 9.4-2 Redução de Emissões de CO2 em Gerador Diesel

Itens			Nota
Fator de Emissões de CO2 Diesel em Geração	0,8831 kg	CO2/kWh	•0,0693kgCO2/MJ (Óleo Pesado A): Ministério do Meio Ambiente do Japão •1kWh=3,6MJ: Fator de Conversão •28,25% (Eficiência Térmica): Projeto CDM Yonden
Quantidade de Geração de Energia do Gerador Diesel de Emergência	65,993	MWh	Da Tabela 9.4-1
Redução da Quantidade de Geração de Energia do Gerador Diesel de Emergência de acordo com a Redução da Duração de Interrupção do Fornecimento	52,794	MWh	▲80% (Da 9.2.1)
Redução de Emissões de CO2 (kg)	46,623,473	kgCO2	—
Redução de Emissões de CO2 (ton.)	46,623	tonCO2	—

(Fonte: Criado pela Equipe de Pesquisa da JICA)

A partir da Tabela 9.4-1 e 9.4-2, as emissões de CO2 reduzidas de gerador diesel é 46.623 tonCO2.

#### ■ Aumento de Emissões de CO2 da Grade Nacional

Isso pode ser calculado pela seguinte fórmula porque o aumento da quantidade de geração da grade nacional é a mesma quantidade da quantidade de geração de energia reduzida do gerador diesel de emergência.

Fator de Emissões de CO2 da Grade Nacional x aumento da quantidade de geração a partir da grade nacional

= Fator de Emissões de CO2 da Grade Nacional x Quantidade de Geração de Energia Reduzida do Gerador Diesel de Emergência

= 0,0497 tonCO2/MWh (Tabela 9.4-2) x 52,794 MWh = 2,624 tonCO2

Tabela 9.4-3 Fator de Emissões de CO2 da Grade Nacional no Brasil

Fator Médio Mensal (tCO2/MWh)													Fator Médio Anual (tCO2/MWh)
2010	MÊS												ANO - 2010
	Jan.	Fev.	Mar.	Abr.	Mai.	Jun.	Jul.	Ago.	Set.	Out.	Nov.	Dez.	0,0512
	0,0211	0,0280	0,0243	0,0238	0,0341	0,0506	0,0435	0,0774	0,0907	0,0817	0,0869	0,0532	
2011	MÊS												ANO - 2011
	Jan.	Fev.	Mar.	Abr.	Mai.	Jun.	Jul.	Ago.	Set.	Out.	Nov.	Dez.	0,0292
	0,0262	0,0288	0,0208	0,0198	0,0270	0,0341	0,0308	0,0301	0,0273	0,0350	0,0356	0,0349	
2012	MÊS												ANO - 2012
	Jan.	Fev.	Mar.	Abr.	Mai.	Jun.	Jul.	Ago.	Set.	Out.	Nov.	Dez.	0,0686
	0,0294	0,0322	0,0405	0,0642	0,0620	0,0522	0,0394	0,0460	0,0783	0,0984	0,1636	0,1168	
Média ( 2010 - 2012 )													<b>0,0497</b>

(Fonte: MCTI (Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação), Fatores de Emissão de CO2 para utilizações que necessitam do fator médio de emissão do Sistema Interligado Nacional do Brasil, como, por exemplo, inventários corporativos)

#### ■ Total de Emissões de CO2 Reduzidas de Redução da Duração de Interrupção de Fornecimento

Emissões de CO2 de Gerador Diesel Reduzidas – Aumento de emissões de CO2 da Grade Nacional

= 46,623 tonCO2 - 2,624 tonCO2

$$= \underline{43,999 \text{ tonCO}_2}$$

## 2) Efeito de Redução de Perdas Técnicas

Esse efeito pode ser calculado pela seguinte fórmula;

Fator de Emissões de CO<sub>2</sub> da Grade Nacional x Total da Quantidade de Geração necessária na COPEL  
x Total de Perda Técnica Reduzida

### ■ Fator de Emissões de CO<sub>2</sub> da Grade Nacional

Esse fator utiliza 0,0497 tonCO<sub>2</sub>/MWh descrito na Tabela 9.4-2

### ■ Total da Quantidade de Geração Necessária na COPEL

Esse valor é calculado com base no consumo total de energia em 24 municípios e perda em linhas de distribuição e transmissão na COPEL, conforme Tabela 9.4-4 e seu valor é 8.084,392 MWh.

Tabela 9.4-4 Total da Quantidade de Geração Necessária na COPEL

Total de Consumo de Energia em 24 Municípios	7.401.261	MWh
Perda em Linhas de Distribuição e Transmissão da COPEL (da Tabela 2.7-1)	8,45	%
Total da Quantidade de Geração Necessária na COPEL	8,084,392	MWh

(Fonte: Criado pela Equipe de Pesquisa da JICA)

### ■ Total de Perda Técnica Reduzida

Utiliza 1,35% de 9.2.2.

### ■ Total de Emissões de CO<sub>2</sub> Reduzidas da Redução de Perdas Técnicas

Fator de Emissões de CO<sub>2</sub> da Grade Nacional x Total da Quantidade de Geração necessária na COPEL x Total de Perda Técnica Reduzida

$$= 0,0497 \text{ tonCO}_2/\text{MWh} \times 8,084,392\text{MWh} \times 1,35\%$$

$$= \underline{5,424 \text{ tonCO}_2}$$

## 3) Total de **Redução de Emissões de CO<sub>2</sub>**

1) Efeito de Redução da Duração de Interrupção de Fornecimento + 2) Efeito de Redução de Perdas Técnicas

$$= 43,999 \text{ tonCO}_2 + 5,424 \text{ tonCO}_2$$

$$= \underline{49,424 \text{ tonCO}_2}$$