

UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA DE ENERGIA

**DA GÊNESE À IMPLANTAÇÃO DOS PROCEDIMENTOS DE
DISTRIBUIÇÃO – PRODIST: DESAFIOS E
OPORTUNIDADES**

CARLOS ALBERTO CALIXTO MATTAR

ORIENTADOR: JAMIL HADDAD

CO-ORIENTADOR: EDSON DA COSTA BORTONI

**DISSERTAÇÃO DE MESTRADO EM ENGENHARIA DA
ENERGIA**

ITAJUBÁ/MG: MAIO – 2010

UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA DE ENERGIA

**DA GÊNESE À IMPLANTAÇÃO DOS PROCEDIMENTOS DE
DISTRIBUIÇÃO – PRODIST: DESAFIOS E OPORTUNIDADES**

CARLOS ALBERTO CALIXTO MATTAR

DISSERTAÇÃO SUBMETIDA AO PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA DA ENERGIA DA UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ, COMO PARTE DOS REQUISITOS PARA OBTENÇÃO DO TÍTULO DE MESTRE EM CIÊNCIAS EM ENGENHARIA DA ENERGIA.

APROVADA POR:

Prof. Jamil Haddad, Doutor (Unifei)
(Orientador)

Prof. Edson da Costa Bortoni, Doutor (Unifei)
(Co-orientador)

Prof. Claudio Ferreira, Doutor (Unifei)
(Examinador Interno)

Prof. Aderbal de Arruda Penteado Junior, Doutor (USP)
(Examinador Externo)

ITAJUBÁ, 07 DE MAIO DE 2010.

Ficha catalográfica elaborada pela Biblioteca Mauá –
Bibliotecária Margareth Ribeiro- CRB_6/1700

M435g

Mattar, Carlos Alberto Calixto

Da Gênese à Implantação de Procedimentos de Distribuição –
PRODIST : desafios e oportunidades / Carlos Alberto Calixto Mat_
tar. -- Itajubá, (MG) : [s.n.], 2010.
183 p. : il.

Orientador: Prof. Dr. Jamil Haddad.

Coorientador: Prof. Dr. Edson da Costa Bortoni.

Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal de Itajubá.

1. Procedimentos de distribuição. 2. PRODIST. 3. Distribuição
de Energia Elétrica. 4. Aspectos regulatórios. I. Haddad, Jamil,
orient. II. Bortoni, Edson da Costa, coorient. III. Universidade
Federal de Itajubá. IV. Título.

DEDICATÓRIA

Dedico este trabalho à minha querida filha Marina, para que sirva de estímulo ao seu desenvolvimento profissional e pessoal.

Siga a pegada. Você tem tudo para chegar muito mais longe!

**"Instruir-te-ei, e ensinar-te-ei o caminho que deves seguir;
aconselhar-te-ei, tendo-te sob a minha vista" (Sl 32:8).**

AGRADECIMENTOS

Primeiramente, agradeço a Deus pela magnífica oportunidade de escrever trabalho, pois graças á sua iluminação e a esplendorosa companhia nos momentos mais difíceis, muito me auxiliou nas decisões e atitudes.

Em especial, registro meus sinceros agradecimentos ao Professor Jamil Haddad, sábio e paciente orientador. Sem seu estímulo e incentivo jamais chegaria a este momento tão especial. Registro também a generosidade e compreensão do Professor Edson Bortoni que também muito contribuiu para este trabalho, tanto como co-orientador quanto como Coordenador da Pós-Graduação em Engenharia da Energia.

Não posso deixar de agradecer imensamente ao meu querido amigo Hugo Lamin. Faltam-me palavras para marcar de forma indelével sua fantástica contribuição, mas seguramente, eu e você sabemos do que estamos falando, sem contar, é claro, com o Pai Eterno, que a tudo vê e sabe retribuir aos seus filhos amados em doses inimagináveis pela pequenez de nossa mente.

Por fim, agradeço a todos aqueles que direta ou indiretamente contribuíram para que momentos importantes da história do setor elétrico brasileiro fossem devidamente gravados neste trabalho. Os Procedimentos de Distribuição – PRODIST são efetivamente um documento ímpar para o setor, tanto quanto pelos avanços que contêm quanto pelas oportunidades que se abrem a partir de sua publicação. Foram imensos os obstáculos que a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL teve que superar e contornar para viabilizar a aprovação do PRODIST. Neste trabalho registramos, se não todos, os eventos mais significativos da concepção à aprovação da primeira versão. É história, mas são fatos. Só o futuro fará o julgamento correto.

RESUMO

DA GÊNESE À IMPLANTAÇÃO DOS PROCEDIMENTOS DE DISTRIBUIÇÃO – PRODIST: DESAFIOS E OPORTUNIDADES

Os Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST constituem-se em um conjunto de regras e procedimentos para o segmento de distribuição de energia elétrica. Os oito módulos que compõem o PRODIST são documentos regulatórios que padronizam as atividades técnicas relacionadas ao funcionamento e desempenho dos sistemas de distribuição. Nesse sentido, o PRODIST disciplina formas, condições e responsabilidades relativas à conexão, planejamento da expansão, operação, medição, perdas técnicas e qualidade da energia, definindo procedimentos, sistematizando a troca de informações entre as partes e, para alguns casos, estabelecendo indicadores.

O objetivo do presente trabalho de dissertação é apresentar as fases de elaboração dos Procedimentos de Distribuição, seus princípios, perspectivas, destaques, inovações e eventuais impactos. Assim, entre as finalidades do trabalho estão a disponibilização de diversas experiências que envolveram as atividades de criação dos Procedimentos de Distribuição, disponibilizando referências bibliográficas sobre a elaboração e conteúdo do PRODIST.

O texto elaborado tem a natureza de uma dissertação documental, apresenta um compêndio de informações sobre o PRODIST e se constitui em uma fonte bibliográfica relevante sobre a elaboração e sobre o teor desses Procedimentos. O presente trabalho apresenta a vivência e as experiências de quem participou ativamente no processo de elaboração, implantação e consolidação do PRODIST.

Palavras-chave: Procedimentos de Distribuição, PRODIST, Distribuição de Energia elétrica, Regulação.

ABSTRACT

FROM THE GENESIS TO THE IMPLEMENTATION OF THE BRAZILIAN DISTRIBUTION CODE - PRODIST: CHALLENGES AND OPPORTUNITIES.

The Brazilian Distribution Code, the so-called PRODIST, is set of rules and procedures for the electricity distribution system. The eight modules that make up the PRODIST are regulatory documents that standardize the technical activities related to the operation and performance of distribution systems. Thus, PRODIST disciplines the conditions, responsibilities for the connection, expansion planning, operation, measurement, technical losses and power quality, defining procedures, streamlining the information exchange between the parties and, for some cases, establishing indicators.

The dissertation purpose is to present the stages of preparation of the Distribution Code, its principles, perspectives, highlights, innovations and potential impacts. Thus, among the study objectives are the availability of several experiences involving the activities of creating the Distribution Code, including references on the preparation and content of the eight modules of PRODIST.

The text produced is a documentary dissertation and shows the information about the PRODIST. It constitutes a relevant source literature on the preparation and the content of that Code. This paper presents the experience of who actively participated in the drafting, implementation and consolidation of PRODIST.

Keywords: Distribution Code, Distribution Procedures, PRODIST, Electricity Distribution, Regulatory issues.

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	1
1.1	PREÂMBULO.....	1
1.2	OBJETIVOS E COMPOSIÇÃO DO TRABALHO.....	2
2	O SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO	5
2.1	CONTEXTUALIZAÇÃO.....	5
2.2	HISTÓRICO.....	7
2.2.1	1879 a 1930: Do advento da energia elétrica ao domínio das empresas estrangeiras	8
2.2.2	1931 a 1960: O Código de Águas, a regulamentação inicial e a criação do MME	13
2.2.3	1961 a 1989: A criação da Eletrobrás, do DNAEE e das grandes usinas	19
2.2.4	1990 a 2008: Privatização, criação da ANEEL e o Novo Modelo	25
2.2.5	Cronologia: os fatos dispostos em uma linha do tempo.....	34
2.3	O ATUAL AMBIENTE INSTITUCIONAL.....	39
2.3.1	Conselho Nacional de Política Energética – CNPE (Lei nº 9.478/1997)	39
2.3.2	Ministério de Minas e Energia – MME (Lei nº 3.782/1960).....	40
2.3.3	Empresa de Pesquisa Energética – EPE (Lei nº 10.847/04)	42
2.3.4	Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE (Lei nº 10.848/2004)	43
2.3.5	Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL (Lei nº 9.427/1996)	44
2.3.6	Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS (Lei nº 9648/1998).....	48
2.3.7	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE (Lei nº 10.848/04)	50
2.3.8	Centrais Elétricas Brasileiras S.A. – ELETROBRÁS (Lei nº 3.890 - A/1961)	53
2.3.9	Agentes Setoriais.....	54
2.4	LEGISLAÇÃO E REGULAMENTAÇÃO DO SETOR	56
2.5	A INSERÇÃO DO PRODIST NO SETOR ELÉTRICO NACIONAL	57
3	O PROCESSO DE ELABORAÇÃO DO PRODIST	63
3.1	INTRODUÇÃO	63
3.2	CATALOGAÇÃO CEPEL.....	65
3.3	EDITAL 1 (Edital nº 003/2002).....	69
3.4	EDITAL 2 (Edital nº 40-351/2003).....	72
3.5	DESENVOLVIMENTO DOS TRABALHOS	77
3.6	COMISSÃO DE TRABALHO.....	82
3.7	AUDIÊNCIA PÚBLICA (AP nº 014/2008)	85
4	OS MÓDULOS DO PRODIST	90
4.1	INTRODUÇÃO	90
4.2	MÓDULO 1 – INTRODUÇÃO.....	91
4.2.1	Seção 1.0 - Objetivos Gerais	92
4.2.2	Seção 1.1 - Fundamentos, responsabilidades e sanções	92
4.2.3	Seção 1.2 – Glossário de termos técnicos do PRODIST	93
4.3	MÓDULO 2 - PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO	94

4.3.1	Seção 2.0 - Introdução	94
4.3.2	Seção 2.1 - Previsão de demanda	95
4.3.3	Seção 2.2 – Critérios e estudos de planejamento	97
4.3.4	Seção 2.3 – Plano de Desenvolvimento da Distribuição	100
4.4	MÓDULO 3 – ACESSO AO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO	101
4.4.1	Seção 3.0 – Introdução	102
4.4.2	Seção 3.1 - Procedimentos de Acesso	102
4.4.3	Seção 3.2 - Critérios Técnicos e Operacionais	105
4.4.4	Seção 3.3 – Requisitos de Projeto	106
4.4.5	Seção 3.4 – Implantação de Novas Conexões	108
4.4.6	Seção 3.5 – Requisitos para Operação, Manutenção e Segurança da Conexão	108
4.4.7	Seção 3.6 – Contratos	109
4.4.8	Seção 3.7 – Cartilha de Acesso ao Sistema de Distribuição	111
4.5	MÓDULO 4 – PROCEDIMENTOS OPERATIVOS DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO	111
4.5.1	Seção 4.0 - Introdução	112
4.5.2	Seção 4.1 - Dados de carga e de despacho de geração	113
4.5.3	A Seção 4.2 - Programação de intervenções em instalações	113
4.5.4	A Seção 4.3 - Controle de carga	114
4.5.5	A Seção 4.4 - Teste das instalações	116
4.5.6	A Seção 4.5 - Coordenação operacional	116
4.5.7	Seção 4.6 – Recursos de comunicação de voz e dados	117
4.6	MÓDULO 5 – SISTEMAS DE MEDIÇÃO	118
4.6.1	Seção 5.0 - Introdução	119
4.6.2	Seção 5.1 - Aplicabilidade	119
4.6.3	Seção 5.2 – Especificação dos sistemas de medição	120
4.6.4	Seção 5.3 - Implantação, inspeção e manutenção dos sistemas de medição	122
4.6.5	Seção 5.4 – Leitura, registro, compartilhamento e disponibilização das informações de medição	123
4.7	MÓDULO 6 – INFORMAÇÕES REQUERIDAS E OBRIGAÇÕES	124
4.7.1	Seção 6.0 - Introdução	125
4.7.2	Seção 6.1 - Aplicabilidade	125
4.7.3	Seção 6.2 - Requisitos das informações por etapa	125
4.8	MÓDULO 7 – CÁLCULO DE PERDAS NA DISTRIBUIÇÃO	129
4.8.1	Seção 7.0 - Introdução	130
4.8.2	Seção 7.1 - Premissas de Cálculo e Indicadores	130
4.8.3	Seção 7.2 – Metodologia de Cálculo de Perdas Técnicas de Potência	132
4.8.4	Seção 7.3 – Cálculo das Perdas Técnicas de Energia	133
4.9	MÓDULO 8 – QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA	134
4.9.1	Seção 8.0 – Introdução	135
4.9.2	Seção 8.1 - Qualidade do Produto	135
4.9.3	Seção 8.2 - Qualidade do Serviço	138
4.9.4	Seção 8.3 - Disposições Transitórias	141
5	CONSTATAÇÕES E RECOMENDAÇÕES NO ÂMBITO DA APLICAÇÃO DO PRODIST	143
5.1	O CÓDIGO DA DISTRIBUIÇÃO	144
5.1.1	O PRODIST e a interface com as Condições Gerais de Fornecimento	145
5.1.2	Regulamentação das condições de acesso na distribuição e na transmissão	147

5.2	ATUALIZAÇÃO E AMPLIAÇÃO DO PRODIST	149
5.2.1	Acesso entre distribuidoras.....	150
5.2.2	Medição Eletrônica.....	150
5.2.3	O fim das campanhas de medição	152
5.2.4	Qualidade do Produto	153
5.2.5	Ressarcimento de danos elétricos	154
6	CONCLUSÕES	156
6.1	CONSIDERAÇÕES FINAIS	156
6.2	SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS.....	159
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	161
	ANEXO I - COMPÊNDIO DAS RECENTES NORMAS SANCIONADAS	166
	ANEXO II - A PRIMEIRA MINUTA DO MÓDULO 7	178

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1 - Mudanças no Setor Elétrico Brasileiro (CCEE, 2009 – adaptado).....	34
Tabela 2.2 – Esquemático com histórico do setor elétrico nacional entre 1879 e 1930.	35
Tabela 2.3 – Esquemático com histórico do setor elétrico nacional entre 1931 e 1960.	36
Tabela 2.4 – Esquemático com histórico do setor elétrico nacional entre 1961 e 1989.	37
Tabela 2.5 – Esquemático com histórico do setor elétrico nacional entre 1990 e 2008.	38
Tabela 2.6 - Relação entre os Módulos do PRODIST e a legislação e regulamentação brasileira.	61
Tabela 3.1 - Empresas participantes da licitação de contratação de consultoria para elaboração do PRODIST (ANEEL, 2002).....	75
Tabela 3.2 - Pontuação atribuída após apreciação das propostas dos concorrentes (ANEEL, 2002).	76
Tabela 3.3 - Principais reuniões e audiências internas ocorridas em 2005 para elaboração do PRODIST (ANEEL, 2002).	78
Tabela 3.4 - Participação dos colaboradores internos em reuniões na ANEEL (obs. não foi feita lista de presença da reunião de premissas do Módulo 5) (ANEEL, 2002).	79
Tabela 3.5 - Principais reuniões com participação de agentes ocorridas em 2005 para elaboração do PRODIST (ANEEL, 2002).....	80
Tabela 3.6 - Participações e contribuições dos agentes externos e da ANEEL nas reuniões para elaboração do PRODIST (ANEEL, 2002).....	81
Tabela 3.7 - Reuniões presenciais da Comissão de Trabalho (ANEEL, 2002).	84
Tabela 3.8 - Lista de agentes que enviaram contribuições à AP 014/2008 (ANEEL, 2002).	86
Tabela 3.9 - Quantitativo de contribuições recebidas por meio da AP 014/2008 (ANEEL, 2002).	88
Tabela 4.1 - Etapas dos procedimentos de acesso por tipo de acessante (ANEEL, 2008b)	103
Tabela 4.2 - Exemplo de tabelas com fluxo de dados (ANEEL,2008b).....	128

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 - Ilustração de Thomas Edson trabalhando na lâmpada incandescente. (Fonte: Livro Luz e Força Movimentando a História).....	9
Figura 2.2 - Hidrelétrica de Marmelos em Juiz de Fora - MG.	10
Figura 2.3 - Reprodução da primeira página do decreto que em 1934 sancionou o Código de Águas (Fonte: CEDOC ANEEL).....	14
Figura 2.4 - Anúncio da Cemig no periódico O Observador Econômico e Financeiro, Rio de Janeiro, 1955 (Fonte: Livro A Vida Cotidiana no Brasil Nacional).	16
Figura 2.5 - O presidente Juscelino em uma de suas visitas às obras da Usina Hidrelétrica de Furnas (Furnas, 2009).	17
Figura 2.6 - Anúncio da Light sobre a contribuição do setor na indústria automobilística, Revista A Cigarra, São Paulo 1958 (Fonte: Livro A Vida Cotidiana no Brasil Nacional).....	18
Figura 2.7 - Usina Hidrelétrica de Furnas - vista aérea à época da construção (Furnas, 2009).	21
Figura 2.8 - Usina Hidrelétrica de Furnas - recente imagem aérea da usina (Furnas, 2009).	21
Figura 2.9 - Usina Hidrelétrica Itaipu Binacional - foto aérea com a usina vertendo (PROMOM, 2009).	25
Figura 2.10 - Charge sobre a crise energética ocorrida no Brasil em 2001 (Rett, 2001).	30
Figura 2.11 - Estrutura organizacional do Ministério de Minas e Energia (MME, 2009 - adaptado).	41
Figura 2.12 - Instituições vinculadas ao Ministério de Minas e Energia (MME, 2009 - adaptado).	42
Figura 3.1 - Linha do tempo com as etapas de elaboração do PRODIST.....	64
Figura 4.1 – Ilustração da composição do PRODIST.....	91
Figura 4.2 - Etapas de acesso obrigatórias para centrais geradoras solicitantes de autorização (ANEEL, 2008b).....	104
Figura 4.3 – Esquemático com abrangência dos Procedimentos de Rede e do Módulo 4 do PRODIST.	112
Figura 4.4 – Exemplo de fluxograma utilizado no Módulo 6.	126
Figura 4.5 - Exemplo de fluxo de informações.	127
Figura 4.6 - Fluxograma simplificado do procedimento de avaliação das perdas.	131

LISTA DE ABREVIACÕES

ABC	Agência Brasileira de Cooperação
ABIAPE	Associação Brasileira dos Investidores em Autoprodução de Energia Elétrica
ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
ABRACE	Associação Brasileira de Grandes Consumidores Industriais de Energia
ABRADEE	Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica
ABRAGET	Associação Brasileira de Geradoras Termelétricas
ACL	Ambiente de Contratação Livre
ACR	Ambiente de Contratação Regulada
AMFORP	American and Foreign Power Company
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ANP	Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e B combustíveis
APE	Autoprodutor de Energia Elétrica
API	Audiências para o Público Interno
ASS	Assessoria da Diretoria Colegiada da ANEEL
AT	Alta Tensão
BT	Baixa Tensão
CAG	Controle Automático de Geração
CBEE	Comercializadora Brasileira de Energia Emergencial
CCD	Contrato de Conexão às Instalações de Distribuição
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CCOI	Comitê Coordenador de Operação Interligada
CCON	Comitê Coordenador da Operação Norte/Nordeste
CCPE	Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos
CCT	Contrato de Conexão às Instalações de Transmissão
CEA	Canadian Electricity Association
CEA	Companhia de eletricidade do Amapá
CEEE-D	Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica
CELESC	Centrais Elétricas de Santa Catarina S.A.
CELG	Centrais Elétricas de Goiás S.A.
CELTINS	Companhia de Eletricidade do Tocantins
CEMAR	Companhia Energética do Maranhão
CEMAT	Centrais Elétricas Matogrossenses S.A.
CEMIG	Companhia Energética de Minas Gerais
CENELEC	European Committee for Electrotechnical Standardization
CEPEL	Centro de Pesquisas de Energia Elétrica
CEPEL	Centro de Pesquisas de Energia Elétrica
CGSE	Câmara de Gestão do Setor Elétrico
CHESF	Companhia Hidro Elétrica do São Francisco
CMSE	Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico
CNAEE	Conselho Nacional de Águas e Energia Elétrica

CNAEE	Conselho Nacional de Águas e Energia Elétrica
CNEN	Comissão Nacional de Energia Nuclear
CNOS	Centro Nacional de Operação dos Sistemas
CNPE	Conselho Nacional de Política Energética
CO	Centros de Operação
CODI	Comitê de Distribuição da Região Sul-Sudeste
COELBA	Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia
COPEL	Companhia Paranaense de Energia Elétrica
COT	Centro de Operação de Agente de Transmissão
CPFL Paulista	Companhia Paulista de Força e Luz
CPFL Piratininga	Companhia Piratininga de Força e Luz
CSIP	Contrato de Prestação de Serviço de Energia Elétrica para Iluminação Pública
CUSD	Contrato de Uso dos Sistemas de Distribuição
CUST	Contrato de Uso do Sistema de Transmissão
CUST	Contrato de Uso dos Sistemas de Transmissão
DEC	Duração equivalente de interrupção por unidade consumidora
DIC	Duração de interrupção individual por unidade consumidora
DIT	Demais Instalações de Transmissão
DMIC	Duração máxima de interrupção contínua por unidade consumidora
DNAEE	Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica
DNPM	Departamento Nacional de Produção Mineral
DRC	Duração Relativa da Transgressão de Tensão Crítica
DRCE	Duração relativa da transgressão para tensão critica equivalente
DRP	Duração Relativa da Transgressão de Tensão Precária
DRPE	Duração relativa da transgressão para tensão precária equivalente
ELEKTRO	ELEKTRO Eletricidade e Serviços S.A.
ELETROBRÁS	Centrais Elétricas Brasileiras S. A.
ELETRONORTE	Centrais Elétricas do Norte do Brasil
ELETROSUL	Centrais Elétricas do Sul do Brasil
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
ERC	Philippine Energy Regulatory Commission
ESCELSA	Espírito Santo Centrais Elétricas S.A.
FEC	Frequência equivalente de interrupção
FIC	Frequência de interrupção individual
FIPE	Fundação Instituto de Pesquisas Econômicas
FURNAS	Furnas Centrais Elétricas S.A.
GCE	Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica
GCOI	Grupo Coordenador para Operação Interligada
GCPS	Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos
ICC	Índice de Unidades Consumidoras com Tensão Crítica
IEC	International Electrotechnical Commission
IEEE	Institute of Electrical and Electronic Engineers
IEMI	Instituto Eletrotécnico e Mecânico de Itajubá
INESC Porto	Instituto de Engenharia de Sistemas e Computadores do Porto

INMETRO	Instituto Nacional de Metrologia, Normalização e Qualidade Industrial
INMETRO	Instituto Nacional de Metrologia, Normalização e Qualidade Industrial
ITAIPU	Itaipu Binacional
IUEE	Imposto Único sobre Energia Elétrica
MAE	Mercado Atacadista de Energia Elétrica
MME	Ministério de Minas e Energia
MT	Média Tensão
MUSD	Montante de Uso do Sistema de Distribuição
MUST	Montante de Uso do Sistema de Transmissão
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PAC	Programa de Aceleração do Crescimento
PAS	Priorização de Alimentadores por Subestação
PdCs	Procedimentos de Comercialização
PDD	Plano de Desenvolvimento da Distribuição
PDEE	Plano Decenal de Expansão de Energia Elétrica
PF	Procuradoria-Geral
PIA	Produtor Independente Autônomo
PIE	Produtor Independente de Energia Elétrica
PLD	Preço de Liquidação de Diferenças
PND	Programa Nacional de Desestatização
PNUD	Programa das Nações Unidas para o Desenvolvimento
PR	Tabelas de Prioridade Regional
PROCEL	Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
PROINFA	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica
QEE	Qualidade da Energia Elétrica
RAP	Receita Anual Permitida
RESEB	Projeto Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro
SAF	Superintendência de Administração e Finanças
SCG	Superintendência de Concessões e Autorizações de Geração
SCT	Superintendência de Concessões e Autorizações de Transmissão e Distribuição
SDAT	Sistema de Distribuição de Alta Tensão
SDBT	Sistema de Distribuição de Baixa Tensão
SDMT	Sistema de Distribuição de Média Tensão
SED	Subestações de Distribuição
SEM	Superintendência de Estudos Econômicos do Mercado
SFE	Superintendência de Fiscalização dos Serviços de Eletricidade
SFF	Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira
SFG	Superintendência de Fiscalização dos Serviços de Geração
SGH	Superintendência de Gestão e Estudos Hidroenergéticos
SGI	Superintendência de Gestão Técnica da Informação
SIN	Sistema Interligado Nacional

SLC	Superintendência de Licitações e Controle de Contratos e Convênios
SMA	Superintendência de Mediação Administrativa Setorial
SMF	Sistema de Medição para Faturamento
SPE	Superintendência de Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética
SPG	Superintendência de Planejamento da Gestão
SRC	Superintendência de Regulação da Comercialização da Eletricidade
SRD	Superintendência de Regulação dos Serviços de Distribuição
SRE	Superintendência de Regulação Econômica
SRG	Superintendência de Regulação dos Serviços de Geração
SRH	Superintendência de Recursos Humanos
SRI	Superintendência de Relações Institucionais
SRT	Superintendência de Regulação dos Serviços de Transmissão
TC	Transformadores de Corrente
TFSEE	Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica
TMAE	Tempo Médio de Atendimento a Emergências
TMD	Tempo Médio de Deslocamento
TME	Tempo Médio de Execução
TMP	Tempo Médio de Preparação
TP	Transformadores de Potencial
TUSD	Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição
UNIFEI	Universidade Federal de Itajubá

1 INTRODUÇÃO

1.1 PREÂMBULO

Os Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST são um conjunto de regras com vistas a subsidiar os agentes e consumidores do sistema elétrico nacional na identificação e classificação de suas necessidades no segmento de distribuição de energia elétrica.

A elaboração do PRODIST baseou-se nos princípios de modicidade tarifária, direitos e deveres equilibrados, função da distribuição de energia, tratamento isonômico para usuários da rede e um sistema de informações sistemáticas e permanentes de modo a auxiliar nos processos de regulação, fiscalização e mediação da Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL.

Durante a elaboração dos Procedimentos de Distribuição, considerou-se o disposto em outros regulamentos, destacando-se a interface com a Rede Básica, complementando de forma harmônica os Procedimentos de Rede.

Os Módulos que compõem o PRODIST são documentos regulatórios que padronizam as atividades técnicas relacionadas ao funcionamento e desempenho dos sistemas de distribuição de energia elétrica. O documento disciplina o relacionamento entre os agentes setoriais no que se refere aos sistemas elétricos de distribuição de propriedade das concessionárias e permissionárias de serviço público de distribuição, que incluem todas as redes e linhas de distribuição de energia elétrica em tensão inferior a 230 kV, seja em baixa tensão (BT), média tensão (MT) ou alta tensão (AT).

O PRODIST disciplina formas, condições e responsabilidades relativas à conexão, planejamento da expansão, operação, medição, perdas técnicas e qualidade da energia, definindo procedimentos, sistematizando a troca de informações entre as partes e, para alguns casos, estabelecendo critérios e indicadores. A primeira versão do Documento foi aprovada pela Resolução Normativa nº 345/2008, e ao fim de 2009 ocorreu a primeira revisão por meio da Resolução Normativa nº 395/2009.

Conforme analisado e detalhado posteriormente, o PRODIST é composto de seis módulos técnicos e dois módulos integradores, compondo um total de oito módulos:

- Módulo 1 - Introdução;
- Módulo 2 - Planejamento da Expansão do Sistema de Distribuição;
- Módulo 3 - Acesso ao Sistema de Distribuição;
- Módulo 4 - Procedimentos Operativos do Sistema de Distribuição;
- Módulo 5 - Sistemas de Medição;
- Módulo 6 - Informações Requeridas e Obrigações;
- Módulo 7 - Cálculo de Perdas na Distribuição;
- Módulo 8 - Qualidade da Energia Elétrica.

Pelo presente trabalho de dissertação, busca-se apresentar as fases de elaboração dos Procedimentos de Distribuição, destacando a importância do documento para o setor elétrico nacional. O texto traz a vivência de quem possui experiência na regulação dos serviços públicos de energia elétrica e participou ativamente do processo de elaboração do PRODIST e ainda trabalha para sua implantação, consolidação e atualização.

1.2 OBJETIVOS E COMPOSIÇÃO DO TRABALHO

O objetivo do presente trabalho de dissertação é apresentar as fases de elaboração dos Procedimentos de Distribuição, seus princípios, perspectivas, destaques, inovações e eventuais impactos. Assim, entre as finalidades do trabalho estão a disponibilização de diversas experiências que envolveram as atividades de criação dos Procedimentos de Distribuição, disponibilizando referências bibliográficas sobre a elaboração e conteúdo do PRODIST.

Para alcançar esses objetivos, o presente trabalho se divide em seis capítulos, incluindo esta seção introdutória, divididos da seguinte forma:

- 1 - Introdução;
- 2 - O Setor Elétrico Nacional;
- 3 - Processo de implementação do PRODIST;
- 4 - Os Módulos do PRODIST;

- 5 - Constatações e recomendações no âmbito da aplicação do PRODIST;
- 6 - Conclusões;

Assim, o primeiro capítulo, conforme sugere o próprio nome, possui caráter introdutório e apresenta um breve resumo dos demais capítulos, além das informações gerais sobre o PRODIST e também sobre o próprio trabalho de dissertação.

O Capítulo 2 expõe informações sobre o setor elétrico nacional, com destaque para a apresentação do histórico, das atuais instituições, atos legais e regulamentação pertinente. Assim, é enunciado um breve histórico do setor elétrico brasileiro, destacando-se os principais marcos que envolveram o país. A evolução da prestação do serviço público de energia elétrica é apresentada, iniciando-se ainda no século XIX até os dias atuais.

Ainda no Capítulo 2, as instituições que atualmente compõem o setor elétrico nacional são tema de um item. Assim, são apresentados os nomes de cada um dos órgãos nacionais que desempenham diferentes funções no ambiente eletroenergético do Brasil. De forma resumida, são listadas as atribuições de cada um desses órgãos. Ainda é apresentada uma catalogação de Leis, Decretos e Resoluções, com vistas a listar os principais marcos legais e regulamentares vigentes no setor elétrico nacional. Entre as resoluções apresentadas, destaque especial é dado à regulamentação do serviço público de distribuição de energia elétrica, objeto do presente trabalho. Por fim, o texto do capítulo relaciona o conteúdo apresentado no texto com a aplicabilidade do PRODIST, comentando sobre a inserção do documento no setor elétrico nacional.

O Capítulo 3 ilustra as diferentes fases constituintes do processo de elaboração do PRODIST. Ou seja, são apresentadas as etapas de catalogação dos documentos, editais de licitação, contratação, reuniões técnicas, as audiências públicas internas na ANEEL, as reuniões externas com os agentes do setor, o workshop internacional, a comissão de trabalho e Audiência Pública.

O Capítulo 4 descreve a composição e o teor do PRODIST, com enfoque na primeira versão aprovada de cada um dos oito módulos que compõem o documento. Conforme já comentado, o PRODIST é composto por oito módulos, sendo seis módulos técnicos e

dois módulos integradores. Assim, no Capítulo 4 são apresentados o arranjo, a descrição e as informações dos módulos, destacando as principais contribuições e inovações de cada parte do documento. De certa forma, o quarto capítulo apresenta um resumo comentado do conteúdo do PRODIST.

O Capítulo 5 trata de diferentes aspectos, envolvendo a aplicação do PRODIST, seus desafios e oportunidades decorrentes. São apresentadas algumas recomendações de melhoria que necessariamente passam pela implantação e atualização do PRODIST. Nessa linha, são ilustrados pontos passíveis de análise e reflexão para a correta tomada de decisão sobre a implantação de novos regulamentos ou revisão de normas já existentes.

O Capítulo 6, último capítulo da Dissertação, conclui e extrai as partes de destaque do texto.

2 O SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

2.1 CONTEXTUALIZAÇÃO

Ao final do século XIX, quando a atividade econômica brasileira era expressivamente agrária, a participação da eletricidade como fonte de energia era inexpressiva. No Brasil, conforme será ilustrado, pode-se considerar que o advento da energia elétrica ocorreu em 1879, quando Thomas Edison introduziu suas invenções no país. Com o começo da industrialização, fatores como a concentração em centros urbanos e o surgimento de uma classe média impulsionaram o uso da eletricidade.

Apesar da existência da iniciativa privada no setor elétrico brasileiro no início do século XX, a estrutura de decisões do setor era historicamente concentrada e estatal, o que se aguçou com a instalação oficial da Eletrobrás em 1962, holding de quatro geradoras federais que na década de 90, possuíam aproximadamente 50% da energia gerada no Brasil.

Os empreendimentos privados no setor elétrico brasileiro foram ausentes nos anos 60 até meados dos anos 90, quando iniciou a era da desestatização. Atualmente os segmentos de geração, transmissão e distribuição, notadamente esse último, apresentam relevante participação da iniciativa privada.

O setor elétrico brasileiro passou por uma reforma iniciada 1993 e foi sofrendo mudanças durante a década de 90, com destaque para a promulgação de Leis e a criação de órgãos do setor. Em 2004 ocorreu a criação de um novo modelo e, atualmente, o modelo institucional do setor possui diversos agentes, com diferentes atuações e responsabilidades.

Tecnicamente, o atual sistema elétrico brasileiro possui características próprias que guardam pouca similaridade com sistemas elétricos de outros países. É um sistema hidrotérmico de grande porte, com forte predominância de usinas hidrelétricas e com múltiplos proprietários. O Brasil possui no total 2.186 empreendimentos de geração em operação, gerando 106.900.877 kW de potência. Está prevista para os próximos anos

uma adição de 37.615.751 kW na capacidade de geração do País, proveniente dos 155 empreendimentos atualmente em construção e mais 445 outorgadas (ANEEL, 2010a).

Com isso, no Brasil, os empreendimentos em operação são em grande parte com característica hidráulica, com cerca de 73,6% da potência instalada. A geração térmica exerce a função de complementaridade nos momentos de pico do sistema e possui capacidade instalada de 23,8% do total do parque brasileiro. Empreendimentos de grande porte caracterizam as usinas nacionais e cerca de dois terços da capacidade instalada total são baseados em aproximadamente 30 usinas, cujas potências instaladas excedem o valor de 1.000MW (ANEEL, 2010a).

A diversidade hidrológica entre bacias possibilita a complementaridade entre regiões do país. Os reservatórios possuem regularização plurianual e diversas usinas do sistema estão dispostas em cascata ao longo dos principais rios. Tais características implicam na existência de um grande sistema interligando constituído de subsistemas regionais, com operação centralizada e coordenada. O Sistema Interligado Nacional - SIN é formado pelas empresas das regiões Sul, Sudeste, Centro-Oeste, Nordeste e parte da região Norte e cerca de 96% da capacidade instalada de produção de eletricidade do país encontra-se no SIN.

Com vistas a apresentar as características do setor elétrico no Brasil, além de oferecer informações acerca do histórico do setor, o presente capítulo expõe dados sobre o ambiente institucional e sobre as recentes normas legais e regulamentares. Assim, inicialmente é enunciado um breve histórico do setor brasileiro, destacando-se os principais marcos que envolveram o país. A evolução da prestação do serviço público de energia elétrica é apresentada, iniciando-se ainda no século XIX até os dias atuais.

As instituições que atualmente compõem o setor elétrico nacional são tema de um item específico. Assim, são apresentados os nomes de cada um dos órgãos nacionais que desempenham diferentes funções no ambiente eletroenergético. De forma resumida, são listadas as atribuições de cada um desses órgãos.

Ademais, o Anexo I desta dissertação apresenta uma catalogação de Leis, Decretos e Resoluções, com vistas a listar os principais atos legais e regulamentares vigentes no

setor elétrico nacional. Entre as Resoluções apresentadas, destaque especial é dado à regulamentação do serviço público de distribuição de energia elétrica, objeto do presente trabalho.

Assim, dentro de uma visão regulatória, o objetivo do presente capítulo é destacar a necessidade da implementação do PRODIST, apresentar o ambiente institucional e definir o âmbito de aplicação desses Procedimentos, situando a conjuntura por eles disciplinada e os agentes do setor elétrico a eles subordinados. Ou seja, precede à questão da aplicabilidade do PRODIST, situá-lo no contexto geral do setor elétrico brasileiro.

2.2 HISTÓRICO

A seguir são apresentados registros que determinaram a “biografia” da eletricidade no Brasil. Entre os fatos citados, destacam a criação e implementação de empreendimentos de geração, o desenvolvimento da iluminação pública, a criação de empresas do setor e também atos como leis e decretos que tratam das disposições sobre energia elétrica no país.

A seção dividiu-se em fases cronológicas, apresentado desde a chegada da energia elétrica no país até os dias atuais, passando pelo estabelecimento do Código de Águas, criação do MME, da Eletrobrás, do DNAEE e da ANEEL.

O inicial predomínio de empresas estrangeiras, o processo de nacionalização e a posterior privatização também são fases apresentadas no texto.

Neste capítulo, os fatos históricos são enunciadas com destaque nos marcos do setor elétrico brasileiro, buscando evidenciar os registros sobre energia elétrica e citar de forma resumida as transformações políticas e econômicas que ocorreram no país. É manifesto que os marcos do setor elétrico decorreram da situação às quais o país vivia, mas o enfoque dado neste trabalho envolve atos legais e regulamentares, além das instituições do setor.

2.2.1 1879 a 1930: Do advento da energia elétrica ao domínio das empresas estrangeiras

O período entre 1879 e 1930 apresenta o início do uso da eletricidade no Brasil, com destaque para a chegada dos sistemas de iluminação, os primeiros contratos de concessão, os empreendimentos de geração e as ações de capitalistas estrangeiras (até então inéditas) que proporcionaram, após 1920, na monopolização do setor. Esse período caracteriza-se pela construção de pequenos geradores para o fornecimento de energia elétrica aos serviços públicos como iluminação e transporte coletivo, com destaque para os bondes elétricos. Nas aplicações industriais, o objetivo era predominantemente suprir indústrias têxteis e também mineração. A implantação da infra-estrutura para comercialização do café (beneficiamento e transporte) também se mostrou impulsionadora dos serviços de eletricidade.

Inicialmente, os primeiros agentes eram produtores de menor porte e pequenos distribuidores municipais, em geral comerciantes, empresários e até mesmo fazendeiros. Posteriormente, institui-se o regime de concessões para prestações dos serviços.

A Constituição de 1891 não estabeleceu distinção entre a propriedade dos recursos naturais e a propriedade da terra. No regime estabelecido pela Constituição, as concessões para prestação de serviços públicos de eletricidade eram em sua maioria outorgadas pelas próprias prefeituras municipais, especialmente no tocante ao segmento distribuição. Porém, incumbiu-se aos governos estaduais o poder concedente referente ao aproveitamento e a utilização das quedas de água (USP, 2009).

Feito esse breve relato, inicia-se a descrição dos fatos históricos que envolveram o período entre 1879 e 1930, destacando a atuação inicial de Thomas Edison, que além da lâmpada incandescente, também criou o primeiro sistema gerador de eletricidade, com fios e postes para distribuir energia elétrica.

Assim, após muito tempo do uso da lenha, velas de cera, lamparinas, e finalmente iluminação a gás, a energia elétrica tornou-se uma realidade no Brasil em 1879, quando Thomas Edison introduziu suas invenções no país, após solicitação e autorização do Imperador D. Pedro II. Naquele ano, no centro da cidade do Rio de Janeiro, a estação da

estrada de ferro Central do Brasil - que naquela época levava o nome do Imperador - foi o local da primeira demonstração pública do funcionamento de lâmpadas elétricas, iluminadas a partir da energia de dois dínamos acionados por locomoveis. A Figura 2.1 mostra uma ilustração das atividades de Thomas Edson.

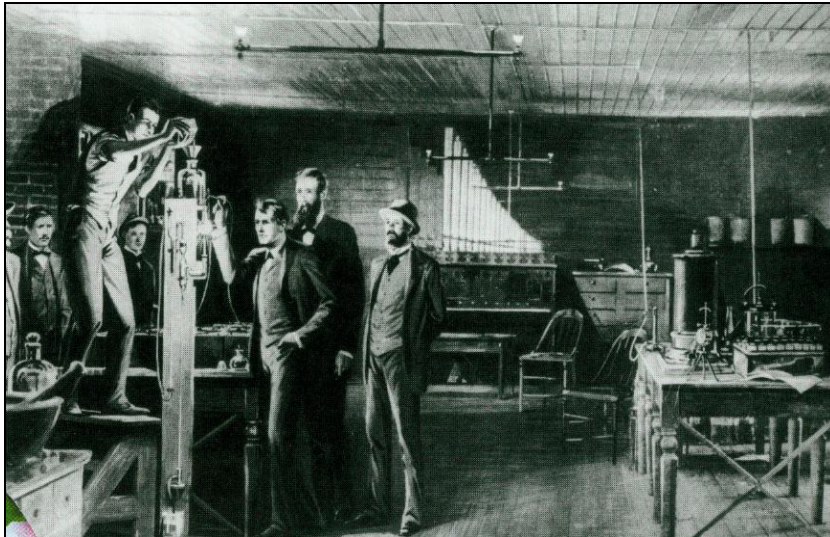


Figura 2.1 - Ilustração de Thomas Edson trabalhando na lâmpada incandescente. (Fonte: Livro Luz e Força Movimentando a História).

Já em 1881, a Diretoria Geral dos Telégrafos instalou, na cidade do Rio de Janeiro, a primeira iluminação externa pública do país em trecho da atual Praça da República.

Em 1883 o primeiro serviço municipal de iluminação pública da América do Sul foi instalado na cidade de Campos – RJ, com cerca de 40 lâmpadas, alimentadas pela primeira usina termelétrica, que possuía capacidade de 52 kW e utilizava vapor proveniente de caldeira à lenha. Já em 1887 a cidade de Porto Alegre também inaugurou o serviço municipal de energia elétrica, utilizando-se a energia gerada a partir de uma usina térmica intitulada Velha Porto Alegre (Memória da Eletricidade, 2009).

Sobre os empreendimentos de geração, a usina no Ribeirão do Inferno (afluente do Rio Jequitinhonha) localizada na cidade de Diamantina - MG, em 1883, foi a primeira hidrelétrica brasileira a entrar em operação e conduzia energia às máquinas para serviços de mineração, por meio de uma linha de transmissão de cerca de 2 km. Em 1885, também em Minas Gerais, foi inaugurada uma usina hidrelétrica no Rio Turvo, na cidade de Viçosa, com 178 kW de potência instalada.

Já a hidrelétrica de Marmelos, construída em Juiz de Fora – MG em 1889, é um dos marcos no setor, pois foi a primeira usina de porte mais significativo na América Latina e, além disso, foi a primeira unidade hidrelétrica para geração de energia para o atendimento, exclusivamente, de serviços públicos urbanos. A usina, que é mostrada na Figura 2.2, operava com dois grupos geradores de 125 kW ligados a um sistema de iluminação de 180 lâmpadas, iniciativa de um empresário industrial que obtivera a concessão dos serviços de iluminação pública na cidade mineira. A usina começou a funcionar somente sete meses após a inauguração da Hidrelétrica de Appleton, a primeira da América do Norte.

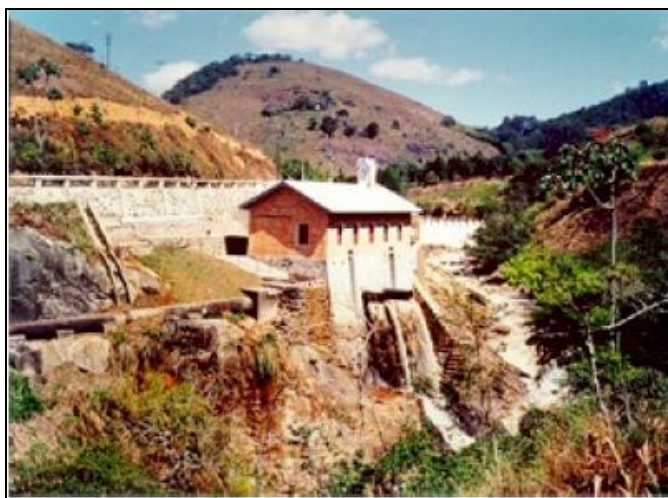


Figura 2.2 - Hidrelétrica de Marmelos em Juiz de Fora - MG.

Nessa etapa pioneira, outras usinas foram sendo inauguradas. Por outro lado, em 1892 foi implantada, no Rio de Janeiro, pela Companhia Ferro-Carril do Jardim Botânico, a primeira linha de bondes elétricos instalada em caráter permanente do país.

Dando início a regulamentação federal sobre energia elétrica no Brasil, em 31 de dezembro de 1903 foi publicada a Lei nº 1.145/1903, que estabeleceu os aspectos gerais sobre a concessão e o aproveitamento da energia hidráulica dos rios brasileiros para fins de serviços públicos, sendo facultado o uso dos excedentes para autoconsumo em atividades agroindustriais. Já em 10 de dezembro de 1904 foi publicado o Decreto, de nº 5.704/1904, regulamentado a referida Lei.

O monopólio natural, característica intrínseca da “indústria de rede”, já em 1904 era analisado pela ótica da visão econômica racional. Nesse ano, Rui Barbosa, então

consultor jurídico do consórcio que se constituiria na empresa Light, defendeu categoricamente que a livre concorrência não era viável por razões técnicas e econômicas: a exploração de atividades como os serviços de distribuição de energia elétrica deveriam operar conforme o interesse público, mediante “monopólios de fato” em mãos de grandes empresas ou das municipalidades.

O estudo da eletricidade ganhava importância e, no início do século XX, a Universidade Federal de Itajubá - UNIFEI, fundada em 23 de novembro de 1913 ainda como Instituto Eletrotécnico e Mecânico de Itajubá – IEMI, foi a décima escola de engenharia a se instalar no país.

No mesmo ano iniciava as atividades de geração da Usina Hidrelétrica Delmiro Gouveia, primeira do Nordeste, construída para aproveitar o potencial da Cachoeira de Paulo Afonso no Rio São Francisco (Jannuzi, 2007)

Ainda no começo do século ocorreu uma significativa expansão urbana e a população do país cresceu de 17 milhões de habitantes em 1900 para 31 milhões em 1920, o que determinou o aparelhamento urbano. Com isso, passou a existir um mercado que impulsionava a produção interna de bens de consumo (Gomes et al., 2003). Ademais, as restrições externas provocadas pela Primeira Guerra Mundial criaram as pré-condições para que se aplicasse o capital surgido com as atividades cafeeiras.

Nos estados de São Paulo e Rio de Janeiro, o acréscimo na geração de energia elétrica pelo aproveitamento do potencial hidráulico fez com que a capacidade instalada no Brasil se dilatasse em mais de 600% entre 1907 e 1919. Paralelamente aos empreendimentos nacionais, ainda em 1899 já existiam as iniciativas de capitalistas estrangeiros no setor, quando foi autorizada a funcionar no país a São Paulo Railway, Light and Power Company, empresa canadense que deu início à atuação no Grupo Light no Brasil. E em 1904 foi criada em Toronto (Canadá) a Rio de Janeiro Tramway, Light and Power Company. Desde então, o capital nacional passaria a receber investimentos estrangeiros e esse processo resultaria, na segunda metade da década de 1920, na vultosa monopolização pelos grupos de fora do país, com a conseqüente desnacionalização do setor, quando parte das empresas de capital nacional foram transferidas para o controle dos estrangeiros (Gomes et al., 2003).

Em 1912 surgiu a Companhia Paulista de Força e Luz – CPFL, resultado da fusão de diversas empresas que já existiam em áreas municipais ou áreas mais extensas no território do estado de São Paulo.

Algumas empresas constituídas no estado de São Paulo foram incorporadas pelo Grupo Light e, em 1923, ocorreu o início das atividades da American and Foreign Power Company (AMFORP), subsidiária da Bond and Share Co., a qual adquiriu, em 1927, diversas pequenas empresas no interior de São Paulo e, três anos depois, passou a operar em nove capitais. Desse modo, no início da década de 1930, as atividades ligadas energia elétrica estariam dominadas pelo Grupo Light, concentrado no eixo Rio/São Paulo e pela AMFORP em diversas capitais e no inteiro paulista - situação que aconteceria até meados dos anos 60 (Jannuzi, 2007).

Assim, destaca-se a existência de um modelo com empreendimentos privados com hegemonia do capital estrangeiro, concessões descentralizadas e tarifas que visam o retorno e lucro dos investimentos. Com vistas à garantia de retorno do investimento, a disposição contratual denominada Clausula Ouro limitava os efeitos da moeda nacional, já que consistia na determinação de que o valor de uma obrigação seria valorado pela cotação do ouro ou de uma moeda estrangeira. Assim, essa disposição servia de referência à fixação das tarifas de energia elétrica, já que uma parcela da energia era paga em função da cotação internacional do ouro.

Em 1921 foi inaugurada pela General Eletric, na cidade do Rio de Janeiro, a primeira fábrica de lâmpadas do país.

Por fim, em função da substituição da iluminação a gás e da tração animal dos bondes, o Brasil observava o fortalecimento de novos segmentos com a inovação dos costumes, proveniente do avanço tecnológico. Nesse período, a energia elétrica instalou-se no país como consequência e como condição das transformações vividas pela sociedade. Com isso, nota-se que a produção e o uso da energia elétrica foram implantados no Brasil em período de grande desenvolvimento político econômico e social. A economia brasileira crescia com base na riqueza da agroexportação e, ao mesmo tempo, diversificava-se e criavam-se as condições para a industrialização.

2.2.2 1931 a 1960: O Código de Águas, a regulamentação inicial e a criação do MME

Em 1933 foi criado o Departamento Nacional de Produção Mineral - DNPM, que incluía uma Diretoria de Águas, e, no mesmo ano, foi extinta a supracitada Cláusula Ouro.

As mudanças sobre as funções desempenhadas pelo Estado na economia e a regulamentação dos serviços resultariam na promulgação de um Decreto que se constituiria em um marco regulatório para o setor elétrico nacional. Assim, o início desse período é marcado com a promulgação, pelo então presidente Getúlio Vargas, do Decreto nº 24.643, de 10 de julho de 1934. O Decreto, intitulado Código de Águas e ainda vigente nos dias atuais, garantiu ao poder público a possibilidade de rigoroso controle sobre as concessionárias de energia elétrica.

A seguir é apresentada a Figura 2.3 com a reprodução da primeira página do Código de Águas.



Decreto n.º 24.643 de 10 de julho de 1934

Decreta o Código de Águas.

*O Chefe do Governo Provisório da República
dos Estados Unidos do Brasil* usando das atribuições que lhe
confere o art. 1º do decreto n. 19.398, de 11 de novembro de 1930, e:

- CONSIDERANDO - que o uso das águas no Brasil tem-se regido até hoje por uma legislação obsoleta, em desacôrdo com as necessidades e interesses da coletividade nacional;
- CONSIDERANDO - que se torna necessario modificar esse estado de coisas, dotando o país de uma legislação adequada que, de acôrdo com a tendencia áttual, permita ao poder publico controlar e incentivar o aproveitamento industrial das águas;
- CONSIDERANDO - que, em particular, a energia hidráulica exige medidas que facilitem e garantam seu aproveitamento racional;
- CONSIDERANDO - que, com a refôrma por que passaram os serviços afetos ao Ministerio da Agricultura, está o Governo aparelhado por seus órgãos competentes a ministrar assistencia técnica e material, indispensavel á consecução de tais objetivos;

RESOLVE decretar o seguinte Código de Águas, cuja execução compéte ao Ministerio da Agricultura e que vai assinado pelos ministros de Estado:

Figura 2.3 - Reprodução da primeira página do decreto que em 1934 sancionou o Código de Águas (Fonte: CEDOC ANEEL).

Por meio da regulamentação da indústria hidrelétrica, o Código de Águas estabeleceu um novo direito sobre os serviços de energia elétrica, com mudanças nas regras vigentes no Segundo Reinado e na República Velha. A propriedade das águas foi caracterizada juridicamente de forma diferente dos bens e terrenos circundantes, ficando a União com exclusividade do poder concedente para o estabelecimento dos serviços (Brasil, 1934).

O Código de Águas estabeleceu um regime de concessões para os aproveitamentos e definiu propriedade da União sobre os chamados recursos estratégicos, fato que culminou posteriormente no projeto de industrialização e na constituição do Estado-empresário. Ademais, o novo Código autorizou o poder público a exercer um controle mais rigoroso sobre as concessionárias e propiciou fiscalização técnica, financeira e contábil. Na área econômica, as tarifas seriam determinadas considerando-se as despesas de operação, depreciação, reversão e remuneração do capital (Brasil, 1934).

A atitude nacionalista presente no Código de Águas ficou evidente na determinação de que as empresas concessionárias deveriam ser organizadas no Brasil, feito que ainda viria a ser ressaltado pelas disposições da Constituição de 1937. Porém, sem o ato que o regulamentasse, o Código de Águas sofreu oposição das concessionárias e teve seu processo de aplicação dificultado durante o período constitucional do primeiro governo de Getúlio Vargas (1934-1937).

O Presidente inaugurou no Rio de Janeiro, em 1937, o primeiro trecho eletrificado da Estrada de Ferro Central do Brasil e, em 1939, criou o Conselho Nacional de Águas e Energia Elétrica – CNAEE, que foi concebido para operar sobre temas do setor elétrico, abordando desde assuntos eminentemente técnicos, até temas tributários, passando por questões de suprimento, regulamentação e tarifas.

Em 1940 foi regulamentada a condição das usinas termelétricas do país, por meio da integração às disposições do Código de Águas. Já em 1941 foi regulamentado o "custo histórico" com vistas ao cálculo das tarifas de energia elétrica, fixando a taxa de remuneração dos investidores em 10% (Memória da Eletricidade, 2009).

O ano de 1945 deu início a uma fase de concepção de grandes empresas do setor, com a criação da primeira empresa de eletricidade federal, a Companhia Hidro Elétrica do São

Francisco - CHESF. Já Em 1947, os sistemas da Light no Rio de Janeiro e em São Paulo foram interligados por uma linha de transmissão de 230 kV, possibilitando intercâmbio de energia entre os estados (Memória da Eletricidade, 2009).

Após a 2ª Guerra Mundial são lançados programas estaduais de eletrificação. Nesse período, a produção de energia elétrica não acompanhava a demanda. Com o acontecimento de racionamentos, estimulou-se a participação da autoprodução. Com vistas à capitalização do setor elétrico nacional, algumas medidas governamentais tornaram-se imprescindíveis. Então, por meio da Lei nº 2.308, de 31 de agosto de 1954, criou-se o Fundo Federal de Eletrificação, além da instituição do Imposto Único sobre Energia Elétrica – IUEE (Jannuzi, 2007).

Já em 1952 foi criada a empresa Centrais Elétricas de Minas Gerais – CEMIG, atualmente denominada Companhia Energética de Minas Gerais S/A. A Figura 2.4 - Anúncio da Cemig mostra um propaganda da CEMIG no periódico O Observador Econômico e Financeiro.



Figura 2.4 - Anúncio da Cemig no periódico O Observador Econômico e Financeiro, Rio de Janeiro, 1955 (Fonte: Livro A Vida Cotidiana no Brasil Nacional).

Em 1953, em decorrência do início da construção da usina de Rio Bonito, é criada a empresa Espírito Santo Centrais Elétricas S.A.- ESCELSA. Já em 1954 o governo do

estado do Paraná criou a Companhia Paranaense de Energia Elétrica - COPEL (hoje apenas Companhia Paranaense de Energia). No mesmo ano, entrou em operação a Usina Hidrelétrica Paulo Afonso I, pertencente à CHESF (primeira grande hidrelétrica construída no rio São Francisco com potência inicial de 184 MW). Ademais, já em 1955 foram criadas as Centrais Elétricas de Santa Catarina S.A. – CELESC e as Centrais Elétricas de Goiás S.A. – CELG. Em 1956 foram criadas a Companhia de eletricidade do Amapá – CEA e as Centrais Elétricas Matogrossenses S.A. - CEMAT.

Com o objetivo de aproveitar o potencial hidrelétrico do Rio Grande, em Minas Gerais, foi criada em 1957 a Central Elétrica de Furnas S.A. posteriormente denominada Furnas Centrais Elétricas S.A. – FURNAS. Graças ao pioneirismo do presidente Juscelino Kubitschek, ilustrado na Figura 2,5, viabilizou-se a construção da Usina Hidrelétrica de Furnas, importante empreendimento para sustentar o desenvolvimento e a qualidade de vida da população (Furnas, 2009).



Figura 2.5 - O presidente Juscelino em uma de suas visitas às obras da Usina Hidrelétrica de Furnas (Furnas, 2009).

Outras empresas de energia elétrica também foram sendo criadas nesse período, com destaque para a Companhia Energética do Maranhão – CEMAR (1958) e para a Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia – COELBA (1960).

Porém, ainda em 1957, um ato é lembrado como outro importante marco no setor elétrico nacional: a publicação do Decreto nº 41.019, de 26 de fevereiro de 1957,

documento responsável pela regulamentação dos serviços de energia elétrica. O próprio Código de Águas já previa a regulamentação dos serviços de energia elétrica. Ademais, ainda em 1939, o Decreto número 1.699/1939 conferiu, ao Conselho Nacional de Águas e Energia Elétrica, as atribuições de elaborar e submeter ao Presidente da República a regulamentação do Código de Águas e das demais leis que regiam a utilização dos recursos hidráulicos e da energia elétrica. Assim, considerando a necessidade de regulamentar a legislação vigente à época sobre energia elétrica, foi estabelecido, pelo presidente Juscelino Kubitschek, o Decreto nº 41.019/1957, fixando normas para facilitar a ação fiscalizadora da administração. Destaca-se que, atualmente, o Decreto nº 41.019/1957 ainda possui disposições vigentes, embora o setor elétrico seja, nos dias de hoje, bem diferente da realidade daquela época.

No governo de Juscelino, o programa econômico Plano de Metas, que buscava um crescimento de "50 anos em 5", considerou prioritários setores como os de energia e transportes, destinando ao primeiro mais de 43% dos investimentos, dos quais pouco mais da metade foi para a área de energia elétrica (Gomes et al., 2003). Devido ao programa econômico, a potência instalada no Brasil atingiu a marca de 4.777 MW em 1960 e, em 1965, alcançou o montante de 7.411 MW, o que correspondia a 89% do previsto (Eletrobrás, 2009a).

Na área industrial, destacava-se ainda o setor de bens de consumo duráveis, aí incluídas as fábricas de eletrodomésticos e automóveis, conforme ilustrado na Figura 2.6.

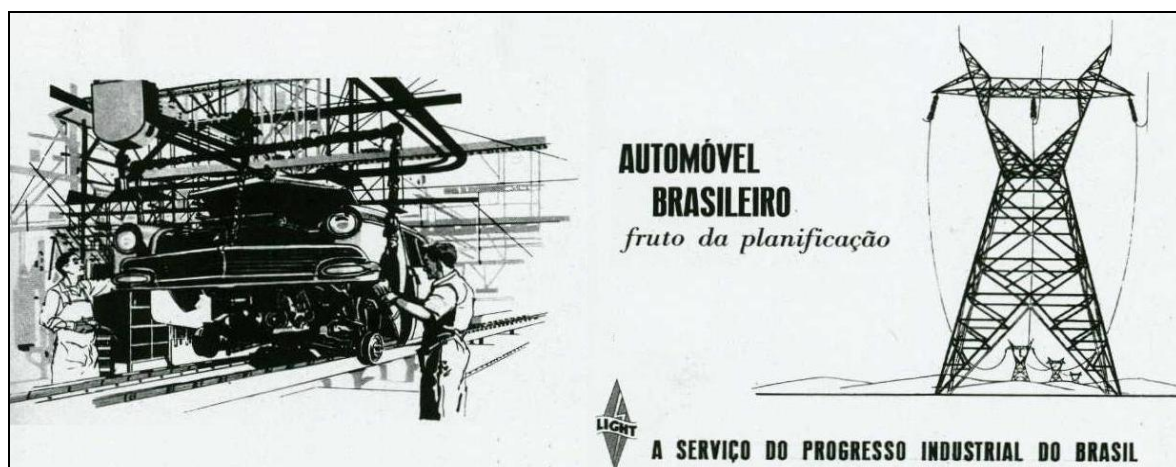


Figura 2.6 - Anúncio da Light sobre a contribuição do setor na indústria automobilística, Revista A Cigarra, São Paulo 1958 (Fonte: Livro A Vida Cotidiana no Brasil Nacional).

Já em 1960, no ano de criação da atual capital federal - Brasília, com o desenvolvimento da política desenvolvimentista do presidente Juscelino Kubitschek, foi criado o Ministério das Minas e Energia – MME, constituído pela Lei nº 3.782, de 22 de julho de 1960. O MME incorporava o Conselho Nacional de Águas e Energia Elétrica - CNAEE e a antiga divisão de Águas do Ministério da Agricultura, além de incluir sob sua jurisdição a CHESF e a Comissão Nacional de Energia Nuclear – CNEN. Assim, as questões políticas, econômicas e técnicas do setor elétrico passaram a ser tratadas pelo Ministério.

No final dos anos 50 e nos primeiros anos da década de 60, as empresas públicas de energia ganharam destaque: o Plano de Metas propôs a reorganização do setor e empresas federais investiriam na produção, ficando, de modo geral, a distribuição com o setor privado.

2.2.3 1961 a 1989: A criação da Eletrobrás, do DNAEE e das grandes usinas

Após a Segunda Guerra Mundial (1939 - 1945), o Brasil foi marcado por profundas reformas no modelo de desenvolvimento econômico, conforme comentado. No período de 1946 a 1962, o Estado assumiu funções produtivas, financeiras e de planejamento. Nesse contexto, a queda gradual do setor tradicional de bens de consumo não duráveis na indústria ganhava destaque e ocorria a criação e o desenvolvimento do setor de bens de capital e insumos básicos como aço, cimento, produtos químicos e equipamentos elétricos.

O avanço de novas áreas industriais e o processo de urbanização induziram a um aumento do consumo de energia elétrica e, em consequência, ocorreram as primeiras crises no fornecimento das grandes cidades. Fazia-se necessária a adoção de estratégias que colaborassem para a expansão da oferta de energia elétrica no Brasil. A idéia para essa expansão rondava em torno de criação de uma empresa que viabilizasse empreendimentos.

O projeto de criação das Centrais Elétricas Brasileiras - ELETROBRÁS foi apresentado ainda 1954 pelo presidente Getúlio Vargas. Porém, a proposta afrontou-se com a

oposição e só foi consagrada em 1961, após sete anos de tramitação no Congresso Nacional.

A instalação da ELETROBRÁS ocorreu oficialmente no dia 11 de junho de 1962, em sessão solene do CNAEE, no Palácio Laranjeiras, no Rio de Janeiro, com a presença do presidente João Goulart (1961-1964). A empresa recebeu a atribuição de promover estudos, projetos de construção e operação de usinas geradoras, linhas de transmissão e subestações destinadas ao suprimento de energia elétrica do Brasil, o que passou a contribuir decisivamente para a expansão da oferta de energia elétrica e o desenvolvimento nacional (Eletrobrás, 2009b). A Eletrobrás passou a operar com empresa holding das concessionárias públicas de energia elétrica do governo federal. Com isso, foi constituído o sistema de empresas controladas atuantes em âmbito regional, responsável pela geração e pela operação do sistema elétrico e hídrico interligado, fazendo parte dele as já existentes CHESF e FURNAS, e posteriormente, a Centrais Elétricas do sul do Brasil – ELETROSUL, organizada em 1968 e a Centras Elétricas do Norte do Brasil – ELETRONORTE, organizada em 1972.

Ainda em 1962, entrava em operação da primeira usina a ser utilizada para a regularização do Rio São Francisco: a usina hidrelétrica de Três Marias, pertencente à Cemig.

Já em 1963 entrava em operação, na cidade de Passos - MG, a maior usina do Brasil na época de sua construção: Usina Hidrelétrica de Furnas, ilustrada nas Figuras 2.7 e 2.8. O empreendimento, que ainda nos dias de hoje é de vital importância para consumidores da região Sudeste, utilizou cerca da metade dos recursos aplicados nos dois primeiros anos da Eletrobrás. A usina foi o primeiro passo para a viabilização da interligação dos sistemas elétricos do Sudeste e parte do Centro-Oeste, incluindo o Distrito Federal (Furnas, 2009).

Na usina de Furnas, a entrada em operação da primeira unidade ocorreu com potência instalada inicial de 152 MW em setembro de 1963 e em novembro do mesmo ano foi duplicada. O empreendimento possui atualmente capacidade de 1.216 MW e barragem com reservatório de 1.250 km² de área, com capacidade para cerca de 23 bilhões de m³ de água.



Figura 2.7 - Usina Hidrelétrica de Furnas - vista aérea à época da construção (Furnas, 2009).



Figura 2.8 - Usina Hidrelétrica de Furnas - recente imagem aérea da usina (Furnas, 2009).

Sobre a padronização de frequência no Brasil, existia uma menção no art. 46 do Decreto nº 41.019/1957 que estabelecia a possibilidade de operação em frequências de 50 e 60 Hertz. Mas em 1964 ocorreu a unificação: a Lei nº 4.454/1964 definiu procedimentos para a unificação da frequência em 60 Hertz e estabeleceu que nenhuma nova instalação de geração e distribuição de energia elétrica, para serviços públicos ou de utilidade pública, seria autorizada sem que opere ou possa operar em 60 Hertz.

Em 1965, iniciou-se a operação da Usina Termelétrica Jorge Lacerda I, que atualmente faz parte do maior complexo termelétrico a carvão vapor do país. Ainda no ano de 1965,

a Divisão de Águas do Departamento Nacional da Produção Mineral foi transformada no Departamento Nacional de Águas e Energia - DNAE, pela Lei nº 4.904, de 17 de dezembro de 1965. Posteriormente, esse departamento sofreu alterações, já que o Decreto nº 63.951, de 31 de dezembro de 1968, alterou a denominação do órgão para Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica – DNAEE (Memória da Eletricidade, 2009).

E em 1967, a nacionalização do setor elétrico foi acelerada com a aquisição, pelo governo federal, dos ativos das empresas do Grupo Amforp, quando foi sancionada lei específica.

Pela Portaria nº 234/1977, do Ministro das Minas e Energia, foi aprovado o Regimento Interno do DNAEE, que dispunha sobre a natureza e finalidade do Departamento. Assim, pelo referido Regimento, o DNAEE, possuía autonomia financeira assegurada e se constituía no Órgão Central de Direção Superior, responsável pelo planejamento, coordenação e execução dos estudos hidrológicos em todo o território nacional; pela supervisão, fiscalização e controle dos aproveitamentos das águas que alteram o seu regime; bem como pela supervisão, fiscalização e controle dos serviços de eletricidade.

Exemplos importantes da atuação da DNAEE são a Portaria nº 46/1978 (continuidade de serviço), Portaria nº 47/1978 (tensão de fornecimento), Portaria nº 158/1989 (iluminação pública), Portaria nº 5/1990 (participação financeira) e as Portarias nº. 222/1987 e nº. 466/1997 (que se referem às condições gerais de fornecimento).

Assim, em suma, a regulação setorial do período foi atribuída ao DNAEE, vinculado ao MME, substituto da Divisão de Águas e que incorporou em 1967, as antigas atribuições do DNAEE, extinto em 1978. O DNAEE acumulou as atividades normativa e fiscalizadora dos serviços de energia elétrica, além de receber a competência pela apreciação dos pedidos de concessão e pelos processos de outorga de concessão para aproveitamento hídricos e demais serviços de eletricidade.

O desenvolvimento econômico foi acelerado, especialmente entre 1968 e 1974, período nomeado como “milagre brasileiro” com índices anuais de crescimento de 11%. Esse

período caracterizou-se por abundantes investimentos no setor de infra-estrutura, com destaque para a área de energia elétrica (USP, 2009).

Em 1968 entrou em operação a maior termelétrica do país, a Usina Termelétrica Santa Cruz, de Furnas - Centrais Elétricas S.A. (Memória da Eletricidade, 2009).

No ano seguinte, foi criado o Comitê Coordenador de Operação Interligada – CCOI, com o escopo de reduzir os problemas operativos e aperfeiçoar o processo de interação das empresas do setor elétrico nacional. Em substituição ao CCOI, em 1973, foi instituído o Grupo Coordenador para Operação Interligada – GCOI, organismo colegiado para a coordenação da operação dos sistemas elétricos Sul e Sudeste.

Também em 1973 foi consolidado o tratado entre Brasil e Paraguai, regulando a construção e operação de hidrelétricas no Rio Paraná, quando ocorreu a criação da Itaipu Binacional - ITAIPU. No mesmo ano, com o objetivo de desenvolver tecnologia em equipamentos e em sistemas elétricos, foi criado o Centro de Pesquisas de Energia Elétrica – CEPEL.

O Comitê Coordenador da Operação Norte/Nordeste – CCON foi criado em 1975, mesmo ano da criação do Comitê de Distribuição da Região Sul-Sudeste – CODI (Memória da Eletricidade, 2009). Ainda em 1975 ocorreu a entrada em operação da usina Salto Osório, primeiro aproveitamento hidrelétrico do Rio Iguaçu (atualmente da empresa Tractebel energia, com 1.078 MW). Três anos após, destaca-se a entrada em operação no Rio Paraná o complexo Ilha Solteira - Jupiá, com potência atual de 4.995 MW (ONS, 2009).

A situação econômico-financeira das concessionárias apresentava desvios negativos. Para que esse problema fosse equacionado, foram criadas novas disposições sobre a remuneração das empresas: a correção monetária dos ativos passou a ser fixada abaixo da inflação, foi criado o mecanismo de remuneração média do setor (Jannuzi, 2007).

Durante o governo do presidente Ernesto Geisel (1974-1979) ocorreu a equalização das tarifas de energia elétrica em todo o Brasil, instituindo-se a Reserva Global de Garantia, um novo fundo que seria administrado pela Eletrobrás. A equalização foi justificada

como fator de desenvolvimento regional, com objetivo de extinguir as diferenças tarifárias que desestimulavam investimentos industriais nas regiões Norte e Nordeste. Porém, o sistema de tarifas equalizadas incitava a ineficiência administrativa, penalizando empresas eficientes e transferindo os recursos para as empresas ineficientes. Ademais, as tarifas tiveram seu valor real densamente abatido, uma vez que o governo federal serviu-se da compensação das tarifas como mecanismo de controle inflacionário.

Após cerca de oito décadas sob o controle estrangeiro, a Light foi nacionalizada em 1979, mesmo ano em que entrava em operação a Usina Hidrelétrica Sobradinho, realizando o aproveitamento múltiplo do maior reservatório do país que regulariza a vazão do rio São Francisco.

O ano de 1982 se destacaria por uma das mais grandiosas obras do setor de infraestrutura no mundo, já que foi inaugurada a Usina Hidrelétrica Itaipu Binacional, após 8 anos de construções e mais 50 mil horas de trabalho. Itaipu foi a única grande obra nacional a atravessar a fase mais aguda da crise econômica brasileira do final dos anos 1970 mantendo o status de incondicional prioridade.

Assim, a 5 de novembro de 1982, com o reservatório já formado, os presidentes do Brasil, João Figueiredo, e do Paraguai, Alfredo Stroessner, acionam o mecanismo que levanta automaticamente as 14 comportas do vertedouro, liberam a água represada do Rio Paraná e, com isso, inauguram oficialmente a maior hidrelétrica do mundo.

O primeiro giro mecânico de uma turbina ocorreu em dezembro de 1983 e, finalmente, Itaipu Binacional iniciou a produção de energia em maio de 1984, quando entrou em operação a primeira das 20 unidades geradoras do projeto. A usina de Itaipu, ilustrada na Figura 2.9, praticamente dobrou a capacidade do Brasil e a potência instalada, que era de 16,7 mil MW e passou a contar mais 14 mil MW. Com isso, o país materializa a opção pela energia produzida por meio do aproveitamento da força dos rios.



Figura 2.9 - Usina Hidrelétrica Itaipu Binacional - foto aérea com a usina vertendo (PROMOM, 2009).

Também em 1984, a Usina Hidrelétrica Tucuruí, da ELETRONORTE, entrou em operação e foi a primeira hidrelétrica de grande porte construída na Amazônia. No mesmo ano, foi concluída a primeira parte do sistema de transmissão Norte-Nordeste, permitindo a transferência de energia da bacia amazônica para a região Nordeste (ONS, 2009).

Um ano depois, em 1985, entrava em operação a Usina Termonuclear Angra I, primeira usina nuclear do Brasil. Já em 1986 ocorreu a entrada em operação do sistema interligado Sul-Sudeste, o mais extenso da América do Sul, transportando energia elétrica da Usina Hidrelétrica Itaipu até a região Sudeste.

Ao fim desta etapa, destaca-se que em 1989 a Eletrobrás inaugurou o Centro Nacional de Operação dos Sistemas – CNOS, localizado na capital federal (ONS, 2009).

2.2.4 1990 a 2008: Privatização, criação da ANEEL e o Novo Modelo

Inicialmente sobre esse período, cabe destacar que em 1990, a Lei nº 8.028/1990 extinguiu o MME e transferiu suas atribuições ao Ministério da Infraestrutura, criado pela mesma Lei. Posteriormente, o MME voltou a ser criado em 1992, por meio da Lei nº 8.422/1992.

Também nesse período, seguindo uma tendência mundial, iniciou-se na década de 90 a reestruturação do setor elétrico brasileiro, caracterizada pela política de diminuição do controle empresarial do Estado na economia. No Brasil, presenciava-se a gradativa exaustão da capacidade de investimento das empresas estatais, causado em parte pelo endividamento e pela política de contenção tarifária praticadas desde a década de 1970.

Assim, em atividades até então monopolizadas por empresas públicas, como nos serviços de eletricidade, ocorreu um estímulo à competição com a existência da privatização das concessionárias federais e estaduais de energia elétrica. O processo de privatização permitiria que a administração pública concentrasse seus esforços nas atividades em que a presença do Estado é fundamental para a consecução das prioridades nacionais, como, por exemplo, educação e saúde.

Outra característica da reestruturação do setor é a desverticalização da cadeia produtiva, que previa a separação das atividades de geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, caracterizando-se como segmentos independentes. Os setores de geração e a comercialização foram progressivamente desregulamentados com inserção de regras de mercado. Já os serviços de rede presentes nos segmentos de transmissão e a distribuição foram tratados como serviços públicos regulados, já que se constituíam em monopólios naturais.

A reorganização do setor incluiria a reformulação dos agentes envolvidos no setor elétrico, além da criação de novos órgãos responsáveis pelo planejamento da expansão, pela operação dos sistemas interligados e pela regulação e fiscalização.

Deste modo, essa fase é iniciada em 1990, quando o Presidente Fernando Collor de Mello sanciona a Lei nº 8.031, de 12 de abril de 1990, criando o Programa Nacional de Desestatização – PND, com o objetivo de reordenar a posição estratégica do Estado na economia, transferindo à iniciativa privada atividades indevidamente exploradas pelo setor público, contribuindo para a redução da dívida pública e para o saneamento das finanças.

A partir do governo de Itamar Franco (1992-1994), o processo de reestruturação do setor foi impulsionado com a edição da Lei nº 8.631, de 4 de março de 1993, conhecida

como a Lei da Desequalização Tarifária, que estabelecia a novo regime tarifário para as empresas de energia elétrica. A referida Lei previa a extinção do regime de remuneração garantida e, em consequência, o fim da Conta de Resultados a Compensar - CRC e o fim da Reserva Nacional de Compensação de Remuneração – RENCOR.

Em 1995, as empresas controladas pela Eletrobrás foram incluídas no Programa Nacional de Desestatização que orientava a privatização dos segmentos de geração e distribuição. Nesse mesmo ano, em consonância com a política de privatização do governo federal, foi realizado o leilão de privatização da ESCELSA, inaugurando nova fase do setor de elétrico brasileiro.

Também no ano de 1995, dois marcos legais de destaque foram sancionados pelo Fernando Henrique Cardoso. A reforma do Estado no Brasil se desenhava com a aprovação da Lei de Concessão dos Serviços Públicos, Lei 8.987, de 13 de fevereiro de 1995. Os artigos dispostos nesta primeira iniciativa precisavam ser aprofundados para permitir o ingresso de recursos da iniciativa privada no aumento da oferta de energia elétrica. Então, quatro meses depois, a Lei 9.074, de 7 de julho de 1995, regulamentou a legislação anterior e detalhou a matéria, principalmente no que diz respeito ao setor de energia elétrica.

Com isso, a Lei nº 8.987/95 sancionou as disposições sobre o regime de concessão e permissão da prestação de serviços públicos previsto no art. 175 da Constituição Federal. Além da caracterização do serviço adequado, a Lei dispunha sobre os editais de licitação, contratos de concessão, direitos e obrigações dos usuários entre outros itens.

Já Lei nº 9.074/95 é mais focada no setor elétrico e trata das concessões, permissões e autorizações dos serviços de energia elétrica. Essa Lei foi responsável por instituir a figura do produtor independente de energia elétrica, além de estabelecer, em seus artigos 15 e 16, as opções de compra de energia elétrica por parte dos consumidores livres. Destaca-se ainda a determinação, expressa na Lei, do livre acesso aos sistemas de transmissão e distribuição.

Em 1996 o Ministério de Minas e Energia coordenou e implantou o Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro (Projeto RESEB), trabalho a ser desenvolvido por um consórcio de consultores liderados pela empresa britânica Coopers & Lybrand. Posteriormente, o Projeto RESEB indicaria a necessidade de preparação de um documento consolidado que estabelecesse os procedimentos de distribuição do setor elétrico nacional, o que constituiria na recomendação para a elaboração do PRODIST (MME, 1996).

Também em 1996 foi sancionado outro ato legal de relevância, desta vez responsável pela criação do novo órgão regulador do setor de energia elétrica: a ANEEL. A Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, instituía ANEEL, definindo-a como autarquia sob regime especial, vinculada ao MME, com sede e foro no Distrito Federal, com a finalidade de regular e fiscalizar a produção, transmissão distribuição e comercialização de energia elétrica, em conformidade com as políticas e diretrizes do governo federal.

A ANEEL seria efetivamente constituída em 1997, com a publicação do Decreto 2.335, de 6 de outubro de 1997, e com a Portaria MME nº 349, de 28 de novembro de 1997. O Decreto estabelece as diretrizes da ANEEL, suas atribuições e estrutura básica, bem como o princípio da descentralização que permite à agência reguladora estender sua ação aos mais diversos pontos do Brasil. Já a Portaria do MME aprova o Regimento Interno da Autarquia. Assim, ficava extinto o DNAEE, cujas atribuições foram transferidas à ANEEL.

A Agência foi criada com a missão de proporcionar condições favoráveis para que o mercado de energia elétrica se desenvolva com equilíbrio entre os agentes e em benefício da sociedade. Além das funções de fiscalização e regulação, a ANEEL deve mediar os conflitos de interesses entre os agentes do setor elétrico e entre estes e os consumidores; atender as reclamações das partes; conceder, permitir e autorizar instalações e serviços de energia; garantir tarifas justas; zelar pela qualidade do serviço; exigir investimentos; estimular a competição entre os operadores e assegurar a universalização dos serviços.

Também em 1997 foi criada a Eletrobrás Termonuclear S.A. - Eletronuclear, empresa que passou a ser a responsável pelos projetos das usinas termonucleares brasileiras. O

Conselho Nacional de Política Energética - CNPE foi instituído pela Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, assumindo a atribuição de formular e propor ao presidente da República as diretrizes da política energética brasileira.

No ano seguinte seria constituído o Mercado Atacadista de Energia Elétrica - MAE, sendo legalmente autorizado como pessoa jurídica de direito privado sem fins lucrativos, submetido à autorização, regulamentação e fiscalização da ANEEL. O órgão foi criado com finalidade principal de viabilizar as transações de compra e venda de energia elétrica nos sistemas interligados.

Igualmente em 1998 foram estabelecidas as regras de organização do Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS, para substituir o Grupo Coordenador para Operação Interligada - GCOI. Com isso, as atividades de coordenação e controle da operação da geração e da transmissão de energia elétrica, integrantes do Sistema Interligado Nacional - SIN, serão executadas pelo ONS, pessoa jurídica de direito privado, sem fins lucrativos, também fiscalizado e regulado pela ANEEL.

Em 1999 entrava em operação a primeira etapa da Interligação Norte-Sul, representando um passo essencial para a integração elétrica do país. Já no ano de 2000 começou a operar a usina hidrelétrica Ita (capacidade atual de 1.450 MW), na divisa do Rio Grande do Sul com Santa Catarina (ONS, 2009).

Também em 2000, a interligação de 1.000 MW de energia em Garabi da Argentina utilizou novas linhas e uniu subestações argentinas e brasileiras. Assim, nesse ano entrou em operação a primeira linha transmissão em 500 kV da interconexão entre esses países por meio da subestação conversora de frequência (50/60 Hz) de Garabi I, no município de Garruchos - RS. Já em 2002, o projeto foi concluído com a entrada em operação da segunda interconexão, estação Garabi II e a segunda linha de 500 kV com 1.100 MW.

Ainda em 2001 o Brasil sofreu sua maior crise de energia elétrica, influenciada pelo mau planejamento realizado no país na década de 90 e acentuada pelas condições hidrológicas desfavoráveis verificadas nas regiões nordeste e sudeste. Com a escassez

de chuva, o nível de água dos reservatórios das hidrelétricas atingiu níveis alarmantes e o país se viu obrigado a criar meios para racionar energia.

No âmbito da crise energética, o governo brasileiro instituiu a Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica - GCE, com o objetivo de recomendar e implementar ações de caráter emergencial visando compatibilizar a oferta e demanda por energia elétrica no país. Ainda no âmbito da crise, o governo criou a empresa Comercializadora Brasileira de Energia Emergencial – CBEE para realizar a contratação das térmicas emergenciais.

A região sul não entrou no programa de racionamento que se extinguiu após cerca de um ano. A Figura 2.10 mostra uma charge sobre a conjuntura de deficiência energética que ficou conhecida popularmente como “apagão”.



Figura 2.10 - Charge sobre a crise energética ocorrida no Brasil em 2001 (Rett, 2001).

Em 2002 entrou em operação Usina Hidrelétrica Machadinho, localizada na região sul do país, totalizando o total de 1.140 MW. Ainda em 2002 foi extinta a GCE, substituída pela Câmara de Gestão do Setor Elétrico - CGSE, vinculada ao CNPE, sendo incumbida de sugerir ao CNPE diretrizes para a elaboração da política do setor de energia elétrica.

O Governo Federal introduziu em 2003 o programa Luz Para Todos, com vistas a disponibilizar, até 2008, energia elétrica aos 12 milhões de brasileiros que não possuíam acesso ao serviço.

O modelo do setor elétrico vigente nos dias atuais tem suas diretrizes básicas definidas no documento “Proposta do Modelo Institucional do Setor Elétrico”, aprovado pela Resolução nº. 005, de 21 de julho de 2003, do Conselho Nacional de Política Energética – CNPE. O documento é decorrência das atividades de um Grupo de Trabalho, criado em 2003 pelo MME, com o objetivo de assessorar o Ministério na formulação de um modelo para realizar, à época, a reforma institucional.

Assim, o ano de 2004 é caracterizado pela criação um novo modelo setor elétrico, que foi aprovado pelo presidente Luiz Inácio Lula da Silva com a promulgação das Leis nº 10.847 e nº 10.848, ambas de 15 de março de 2004, além da publicação do Decreto nº 5.163/2004.

A Lei nº 10.847/2004 autoriza a criação da Empresa de Pesquisa Energética – EPE para prestar serviços na área de estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético, tais como energia elétrica, petróleo e gás natural e seus derivados, carvão mineral, fontes energéticas renováveis e eficiência energética.

Já a Lei nº 10.848/2004 estabeleceu novas regras de comercialização de energia elétrica entre concessionários, permissionários e autorizados de serviços e instalações de energia elétrica, bem como destes com seus consumidores. Diante disso, a Lei definiu as disposições relativas às condições gerais e processos de contratação regulada e contratação livre, instituiu a convenção de comercialização e estabeleceu regras e procedimentos.

Assim, em relação à comercialização de energia, foram instituídos dois ambientes para celebração de contratos de compra e venda de energia: o Ambiente de Contratação Regulada (ACR), do qual participam Agentes de Geração e de Distribuição de energia; e o Ambiente de Contratação Livre (ACL), do qual participam Agentes de Geração, Comercializadores, Importadores e Exportadores de energia e Consumidores Livres.

O modelo ainda determina a compra de energia elétrica pelas distribuidoras no ambiente regulado por meio de leilões – observado o critério de menor tarifa, objetivando a redução do custo de aquisição da energia elétrica a ser repassada para a tarifa dos consumidores cativos. Outra previsão instituída refere-se à exigência de contratação de totalidade do mercado por parte das distribuidoras e das necessidades da por parte dos consumidores livres.

O novo modelo definiu a oferta de menor tarifa como critério para participação nas licitações de empreendimentos, estabeleceu contratos de venda de energia de longo prazo e condicionou a licitação dos projetos de geração às licenças ambientais prévias. Definiu ainda nova metodologia de cálculo do lastro para venda de geração, contratação de usinas hidrelétricas e termelétricas em proporções que assegurem melhor equilíbrio entre garantia e custo de suprimento, bem como o monitoramento permanente da continuidade e da segurança de suprimento, visando detectar desequilíbrios conjunturais entre oferta e demanda.

No âmbito desta nova legislação também ocorreram mudanças de cunho institucional. Além da já comentada criação de uma entidade responsável pelo planejamento do setor elétrico em longo prazo (EPE), foi criado o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE, instituição com a função de analisar permanentemente a segurança do suprimento de energia elétrica.

Outra providência instaurada no novo modelo refere-se à extinção do MAE e conseqüente criação da Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, que assumia as funções do antigo órgão. Além disso, a ELETROBRÁS e suas controladas foram retiradas do Programa Nacional de Desestatização - PND e a ELETROSUL foi autorizada a retomar a atividade de geração.

No ano de 2006, a EPE publicou o Plano Decenal de Expansão de Energia Elétrica – PDEE 2006-2015, documento considerado como marco da retomada brasileira do planejamento do setor de energia elétrica. O PDEE, que deve ser atualizado anualmente, é responsável pela proposição de sinalizações, diretrizes e recomendações para a ampliação dos segmentos de geração e transmissão, com vistas à expansão da oferta, com bases técnica, econômica e ambiental.

Em 2007, iniciou-se o segundo ciclo de revisão tarifária periódica das concessionárias de distribuição de energia elétrica, que será realizado no período de 2007 a 2010.

Em 2008, os leilões para construção dos aproveitamentos hidrelétricos de Santo Antônio e Jirau, em Roraima, marcam o início do Complexo Hidrelétrico do Rio Madeira, um projeto que visa garantir energia elétrica para o atendimento do mercado brasileiro a partir da década de 2010. Estas usinas são consideradas de vital importância no Programa de Aceleração do Crescimento – PAC instituído pelo do Governo Federal.

Conforme será apresentado em seção posterior, após diversas etapas de elaboração, em fevereiro de 2008, o PRODIST foi submetido ao processo de Audiência Pública. Ao final desse ano, após a análise de contribuições, a Diretoria Colegiada da Agência deliberou pela aprovação da primeira versão dos Procedimentos (ANEEL, 2008a).

Diante do exposto, conclui-se que nos últimos anos, o setor elétrico brasileiro passou por diferentes etapas e sofreu significativas mudanças até chegar ao modelo vigente. A Tabela 2.1 apresenta um compêndio das principais alterações entre os modelos, que acabaram por resultar em transformações nas atividades de alguns agentes e instituições do setor elétrico.

Tabela 2.1 - Mudanças no Setor Elétrico Brasileiro (CCEE, 2009 – adaptado).

Antigo Modelo (até 1995)	Modelo de Livre Mercado (1995 a 2003)	Novo Modelo (a partir de 2004)
Financiamento através de recursos públicos	Financiamento através de recursos públicos e privados	Financiamento através de recursos públicos e privados
Empresas verticalizadas	Empresas divididas por segmentos: geração, transmissão, distribuição e comercialização	Empresas divididas por segmentos: geração, transmissão, distribuição, comercialização, importação e exportação
Empresas predominantemente Estatais	Abertura e ênfase na privatização das Empresas	Convivência entre Empresas Estatais e Privadas
Monopólios - Competição inexistente	Competição na geração e comercialização	Competição na geração e comercialização
Consumidores Cativos	Consumidores Livres e Cativos	Consumidores Livres e Cativos
Tarifas reguladas em todos os segmentos	Preços livremente negociados na geração e comercialização	No ambiente livre: Preços livremente negociados na geração e comercialização. No ambiente regulado: leilão e licitação pela menor tarifa
Mercado Regulado	Mercado Livre	Convivência entre Mercados Livre e Regulado
Planejamento Determinativo - Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos (GCPS)	Planejamento Indicativo pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE)	Planejamento pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE)
Contratação: 100% do Mercado	Contratação: 85% do mercado (até agosto/2003) e 95% mercado (até dez./2004)	Contratação: 100% do mercado mais reserva
Sobras/déficits do balanço energético rateados entre compradores	Sobras/déficits do balanço energético liquidados no MAE	Sobras/déficits do balanço energético liquidados na CCEE. Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits (MCSD) para as Distribuidoras

2.2.5 Cronologia: os fatos dispostos em uma linha do tempo

A seguir, os fatos históricos citados anteriormente são dispostos cronologicamente em uma linha do tempo. O objetivo é facilitar a visualização dos eventos, de forma que ocorra rápida identificação com a época de ocorrência. Assim, as Tabelas 2.2, 2.3, 2.4 e 2.5 apresentam esquemáticos com histórico do setor elétrico nacional.

Tabela 2.2 – Esquemático com histórico do setor elétrico nacional entre 1879 e 1930.

1879-1930		1879	1881	1883
		Thomas Edison: primeira demonstração pública do funcionamento de lâmpadas elétricas na Estação da Estrada de Ferro Central do Brasil.	Instalação da primeira iluminação externa pública do país, Rio de Janeiro – RJ.	Serviço municipal de iluminação de Campos – RJ: o primeiro da América do Sul. Usina Ribeirão do Inferno, Diamantina – MG: a primeira hidrelétrica do Brasil.
1885	1887	1889	1892	1899
Usina Hidrelétrica no Rio Turvo, Viçosa – MG.	Serviço municipal de energia elétrica de Porto Alegre – RS.	Hidrelétrica de Marmelos, Juiz de Fora – MG: primeira usina de porte mais significativo da América Latina.	Primeira linha permanente de bondes elétricos, Rio de Janeiro – RJ.	Capitalistas estrangeiros no país: empresa São Paulo Railway, Light and Power.
1903	1904	1912	1913	1921
Lei nº 1.145/1903: aspectos sobre a concessão e o aproveitamento da energia hidráulica.	Distribuição de energia elétrica é “monopólio de fato”: a visão econômica racional de Rui Barbosa. Criada em Toronto (Canadá) a Rio de Janeiro Tramway, Light and Power.	Companhia Paulista de Força e Luz – CPFL.	Instituto Eletrotécnico e Mecânico de Itajubá – IEMI, décima escola de engenharia do Brasil. Usina Hidrelétrica Delmiro Gouveia no Rio São Francisco: primeira do Nordeste.	General Electric, Rio de Janeiro – RJ: primeira fábrica de lâmpadas do Brasil.
1923				
Início das atividades da American and Foreign Power Company (AMFORP), filial da Bond and Share Co.				

Tabela 2.3 – Esquemático com histórico do setor elétrico nacional entre 1931 e 1960.

1931-1960		1933	1934	1937
		Criado o Departamento Nacional de Produção Mineral - DNPM, que incluía uma Diretoria de Águas.	Decreto nº 24.643/1934: Código de Águas.	Primeiro trecho eletrificado da Estrada de Ferro Central do Brasil.
1939	1940	1945	1947	1952
Conselho Nacional de Águas e Energia Elétrica – CNAEE.	Regulamentação da condição das usinas termelétricas do país.	Companhia Hidro Elétrica do São Francisco – CHESF: primeira empresa de eletricidade federal.	Interligação dos sistemas da Light no Rio de Janeiro e São Paulo por meio de linha de 230 kV.	Centrais Elétricas de Minas Gerais – CEMIG, atualmente denominada Companhia Energética de Minas Gerais S/A.
1953	1954	1954	1955	1956
Espírito Santo Centrais Elétricas S.A. (ESCELSA).	Companhia Paranaense de Energia Elétrica – COPEL. Criação do Fundo Federal de Eletrificação e do Imposto Único sobre Energia Elétrica – IUEE.	Entrada em operação a Usina Hidrelétrica Paulo Afonso I – CHESF.	Centrais Elétricas de Santa Catarina S.A. – CELESC. Centrais Elétricas de Goiás S.A. – CELG.	Companhia de Eletricidade do Amapá – CEA. Centrais Elétricas Matogrossenses S.A. - CEMAT.
1957	1958	1960		
Decreto nº 41.019/1957: regulamentação dos serviços de energia elétrica. Central Elétrica de Furnas S.A. posteriormente denominada Furnas Centrais Elétricas S.A. – FURNAS.	Companhia Energética do Maranhão – CEMAR.	Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia – COELBA Criação de Brasília - atual capital federal - e instituição do Ministério das Minas e Energia - MME.		

Tabela 2.4 – Esquemático com histórico do setor elétrico nacional entre 1961 e 1989.

1961-1989		1962 Instalação oficial das Centrais Elétricas Brasileiras - ELETROBRÁS. Entrada em operação da usina hidrelétrica de Três Marias, pertencente à Cemig	1963 Entrada em operação, na cidade de Passos - MG, da maior usina do Brasil na época de sua construção: Usina hidrelétrica de Furnas	1965 Início de operação da Usina Termelétrica Jorge Lacerda I, que atualmente integra o maior complexo termelétrico a carvão vapor do país.
1965 A Divisão de Águas do Departamento Nacional da Produção Mineral é transformada no Departamento Nacional de Águas e Energia – DNAE.	1967 Nacionalização: aquisição, pelo governo federal, dos ativos das empresas do Grupo AMFORP.	1968 O nome DNAE foi alterado para Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica – DNAEE. Usina Termelétrica Santa Cruz, de FURNAS. Centrais Elétricas do sul do Brasil – ELETROSUL.	1969 Comitê Coordenador de Operação Interligada – CCOI.	1972 Centras Elétricas do Norte do Brasil – ELETRONORTE.
1973 Em substituição ao CCOI, foram instituídos os Grupos Coordenadores para Operação Interligada – GCOI.	1975 Foram criados o Comitê Coordenador da Operação Norte/Nordeste – CCON e o Comitê de Distribuição da Região Sul-Sudeste – CODI.	1975 Usina Salto Osório, primeiro aproveitamento hidrelétrico do Rio Iguaçu.	1978 Entrada em operação no Rio Paraná o complexo Ilha Solteira – Jupiá.	1979 Após aproximadamente 80 anos sob controle estrangeiro, a Light Serviços de Eletricidade S.A foi nacionalizada. Entrada em operação a Usina Hidrelétrica Sobradinho, aproveitamento do Rio São Francisco.
1982 Inauguração oficial da maior hidrelétrica do mundo: Usina Hidrelétrica Itaipu Binacional (a produção de energia só ocorreu em maio de 1984).	1984 A Usina Hidrelétrica Tucuruí, da ELETRONORTE, entrou em operação e foi a primeira hidrelétrica de grande porte construída na Amazônia.	1985 Início de operação a Usina Termonuclear Angra I, primeira usina nuclear do Brasil	1986 Começo da operação do sistema interligado Sul-Sudeste, o mais extenso da América do Sul.	1989 A ELETROBRÁS inaugurou em Brasília o Centro Nacional de Operação dos Sistemas – CNOS.

Tabela 2.5 – Esquemático com histórico do setor elétrico nacional entre 1990 e 2008.

1990-2008		1990	1993	1995
		Criação do Programa Nacional de Desestatização – PND, por meio da Lei nº 8.031/1990.	Estabelecimento da Desequalização Tarifária, por meio da Lei nº 8.631/1993.	As empresas controladas pela Eletrobrás foram incluídas no Programa Nacional de Desestatização. Realização do leilão de privatização da ESCELSA, inaugurando nova fase do setor de elétrico brasileiro.
1995	1996	1997	1998	1999
Lei nº 8.987/1995 (Lei de Concessão dos Serviços Públicos) e Lei nº 9.074/1995 (normas para as concessões e permissões de serviços públicos, com destaque para energia elétrica).	Implantação do Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro (Projeto RESEB), coordenado pelo Ministério de Minas e Energia. Criação da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, por meio da Lei nº 9.427/1996.	Eletrobrás Termonuclear S.A. – ELETRONUCLEAR. Conselho Nacional de Política Energética – CNPE.	Mercado Atacadista de Energia Elétrica – MAE. Organização do Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS, em substituição ao GCOI	Início da operação da Interligação Norte-Sul.
2000	2001	2002	2003	2004
Interligação com a Argentina em Garabi, de 1.100 MW.	Conjuntura de deficiência energética no Brasil, popularmente conhecida como “apagão”, e conseqüente criação da Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica – GCE e da Comercializadora Brasileira de Energia Emergencial – CBEE.	Entrada em operação da Usina Hidrelétrica Machadinho. Extinção da GCE, substituída pela Câmara de Gestão do Setor Elétrico – CGSE	O Governo Federal introduziu Programa Luz Para Todos.	Criação do novo modelo setor elétrico e instituição da Empresa de Pesquisa Energética – EPE e por meio da promulgação das Leis nº 10.847/2004 e nº 10.848/2004.
2006	2007	2008	2008	2008
A EPE publicou o Plano Decenal de Expansão de Energia Elétrica – PDEE 2006-2015, marco da retomada brasileira do planejamento do setor de energia elétrica	Início do segundo ciclo de revisão tarifária periódica das concessionárias de distribuição de energia elétrica.	Leilões para construção dos aproveitamentos hidrelétricos de Santo Antônio e Jirau, constituintes do Complexo Hidrelétrico do Rio Madeira.	O PRODIST é submetido ao debate como sociedade: Audiência Pública 014/2008.	A primeira versão do PRODIST é aprovada pela Resolução Normativa nº 345/2008.

2.3 O ATUAL AMBIENTE INSTITUCIONAL

O novo modelo do setor elétrico brasileiro estabeleceu a existência de novas instituições e alterou as atribuições de algumas instituições já existentes. Conforme já comentado, o atual modelo brasileiro tem suas diretrizes básicas definidas no documento Proposta do Modelo Institucional do Setor Elétrico, aprovado pela Resolução nº 005, de 21 de julho de 2003, do Conselho Nacional de Política Energética – CNPE. O documento é decorrência das atividades de um Grupo de Trabalho, criado em 2003 pelo MME, com o objetivo de assessorar o Ministério na formulação de um modelo para realizar, à época, a reforma institucional do setor elétrico.

Entre as diretrizes adotadas na Proposta do Modelo Institucional do Setor Elétrico destaca-se a “prevalência do Conceito de Serviço Público para a produção e distribuição de energia elétrica aos consumidores cativos; modicidade tarifária; restauração do planejamento da expansão do sistema; transparência no processo de licitação permitindo a contestação pública, por técnica e preço, das obras a serem licitadas; mitigação dos riscos sistêmicos; manter a operação coordenada e centralizada necessária e inerente ao sistema hidrotérmico brasileiro; universalização do acesso e do uso dos serviços de eletricidade; e modificação no processo de licitação da concessão do serviço público de geração priorizando a menor tarifa.

Desse modo, as principais entidades do setor elétrico brasileiro e suas atribuições básicas encontram-se descritas a seguir. Para algumas instituições, parte da descrição que será feita neste item já foi realizada anteriormente na apresentação do histórico. Por fim, além das principais instituições que compõem o setor, é apresentado um breve resumo sobre os agentes setoriais que compõem o atual modelo brasileiro.

2.3.1 Conselho Nacional de Política Energética – CNPE (Lei nº 9.478/1997)

O CNPE é um órgão interministerial de assessoramento à Presidência da República, tendo como principais atribuições formular políticas e diretrizes de energia e assegurar o suprimento de insumos energéticos às áreas mais remotas ou de difícil acesso país. É

também responsável por revisar periodicamente as matrizes energéticas aplicadas às diversas regiões do país, estabelecer diretrizes para programas específicos, além de estabelecer diretrizes para a importação e exportação de petróleo e gás natural. É órgão interministerial presidido pelo Ministro de Minas e Energia.

Assim, cabe ao CNPE a formulação de políticas e diretrizes de energia destinadas a promover o aproveitamento racional dos recursos energéticos do País; assegurar, em função das características regionais, o suprimento de insumos energéticos às áreas mais remotas ou de difícil acesso do País, submetendo as medidas específicas ao Congresso Nacional, quando implicarem criação de subsídios;

Ainda são atribuições rever periodicamente as matrizes energéticas aplicadas às diversas regiões do País, considerando as fontes convencionais e alternativas e as tecnologias disponíveis; estabelecer diretrizes para programas específicos, como os de uso do gás natural, do álcool, de outras biomassas, do carvão e da energia termonuclear; estabelecer diretrizes para a importação e exportação, de maneira a atender às necessidades de consumo interno de petróleo e seus derivados, gás natural e condensado, e assegurar o adequado funcionamento do Sistema Nacional de Estoques de Combustíveis e o cumprimento do Plano Anual de Estoques Estratégicos de Combustíveis.

2.3.2 Ministério de Minas e Energia – MME (Lei nº 3.782/1960)

O MME é o órgão do Poder Executivo nacional responsável pela condução das políticas energéticas do Brasil. Suas principais obrigações incluem a formulação e implementação de políticas, colocando em prática as ações do governo federal no âmbito da política energética. O Ministério é responsável por estabelecer o planejamento do setor energético nacional, monitorar a segurança do suprimento do setor elétrico brasileiro e definir ações preventivas para restauração da segurança de suprimento no caso de desequilíbrios conjunturais entre oferta e demanda de energia. A estrutura organizacional do MME é ilustrada na Figura 2.11.

Conforme comentado, o Ministério foi criado em 1960, pela Lei nº 3.782/1960. Anteriormente a essa data, os assuntos de minas e energia eram de competência do Ministério da Agricultura. Em 1990, a Lei nº 8.028/1990 extinguiu o MME e transferiu suas atribuições ao Ministério da Infra-Estrutura, criado pela mesma Lei, que também passou a ser responsável pelos setores de transportes e comunicações. O Ministério de Minas e Energia voltou a ser criado em 1992, por meio da Lei nº 8.422/1992.

Em 2003, a Lei nº 10.683/2003 definiu como competências do MME as áreas de geologia, recursos minerais e energéticos; aproveitamento da energia hidráulica; mineração e metalurgia; petróleo, combustível e energia, incluindo a nuclear. A estrutura do MME foi regulamentada pelo decreto nº 5.267, de 9 de dezembro de 2004, que criou as secretarias de Planejamento e Desenvolvimento Energético; de Energia Elétrica; de Petróleo, Gás Natural e Combustíveis Renováveis; e Geologia, Mineração e Transformação Mineral.

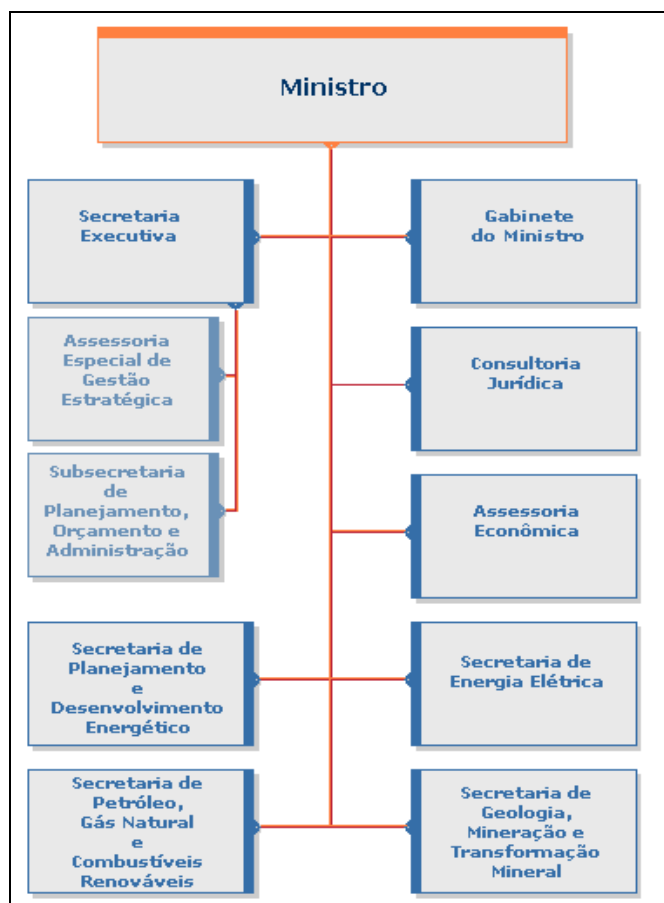


Figura 2.11 - Estrutura organizacional do Ministério de Minas e Energia (MME, 2009 - adaptado).

Conforme Figura 2.12, entre as autarquias vinculadas ao Ministério estão a ANEEL, Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – ANP, o Departamento Nacional de Produção Mineral - DNPM. Ademais, ainda vinculam-se ao MME sociedades de economia mista (Eletrobrás e a Petrobras) e empresas públicas.

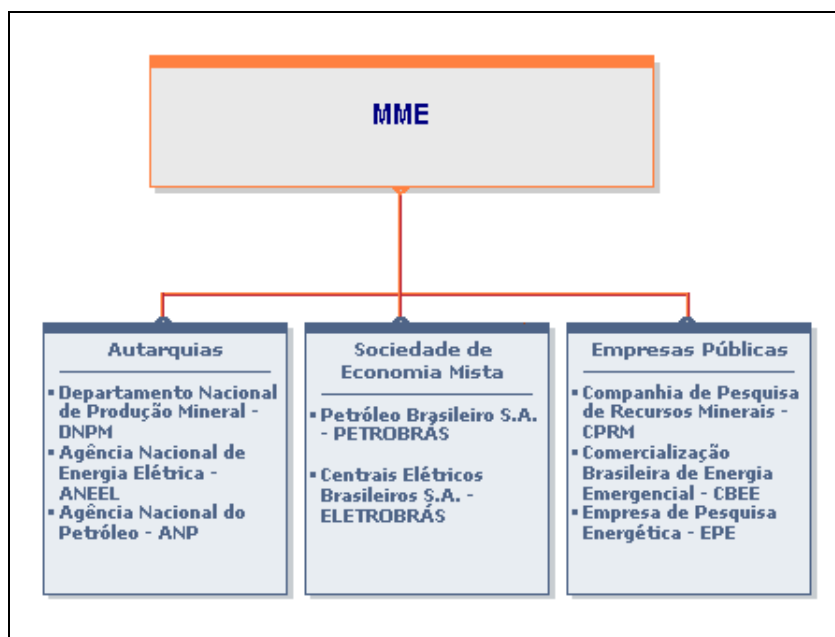


Figura 2.12 - Instituições vinculadas ao Ministério de Minas e Energia (MME, 2009 - adaptado).

2.3.3 Empresa de Pesquisa Energética – EPE (Lei nº 10.847/04)

Empresa pública federal dotada de personalidade jurídica de direito privado e vinculada ao MME, a EPE tem por finalidade prestar serviços na área de estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético, tais como energia elétrica, petróleo e gás natural e seus derivados, carvão mineral, fontes energéticas renováveis e eficiência energética, dentre outras.

A EPE foi instituída pela Lei nº 10.847/04 e criada pelo Decreto nº 5.184/04. Suas principais atribuições incluem a realização de estudos e projeções da matriz energética brasileira, elaboração e publicação do balanço energético nacional, identificação e quantificação dos potenciais de recursos energéticos, participação das articulações relativas ao aproveitamento energético de rios compartilhados com países limítrofes e realização de estudos para a determinação dos aproveitamentos ótimos dos potenciais hidráulicos.

Também são funções da EPE obter a licença prévia ambiental e a declaração de disponibilidade hídrica necessárias às licitações envolvendo empreendimentos de geração hidrelétrica e de transmissão de energia elétrica e elaborar estudos necessários para o desenvolvimento dos planos de expansão da geração e transmissão de curto, médio e longo prazos. Os estudos de gerenciamento da relação reserva e produção de hidrocarbonetos no Brasil - visando à auto-suficiência sustentável - devem ser promovidos pela EPE, que ainda deve promover estudos de mercado visando definir cenários de demanda e oferta de petróleo, seus derivados e produtos petroquímicos. A EPE ainda deve elaborar estudos relativos ao plano diretor para o desenvolvimento da indústria de gás natural no Brasil;

Cabe ainda a EPE desenvolver estudos de impacto social, viabilidade técnico-econômica e socioambiental para os empreendimentos de energia elétrica e de fontes renováveis, além de promover estudos e produzir informações para subsidiar planos e programas de desenvolvimento energético ambientalmente sustentável, inclusive, de eficiência energética. Por fim, destaca-se também como atribuição da EPE a viabilização de estudos voltados para programas de apoio para a modernização e capacitação da indústria nacional, visando maximizar a participação desta no esforço de fornecimento dos bens e equipamentos necessários para a expansão do setor energético.

Os estudos e pesquisas desenvolvidos pela EPE subsidiarão a formulação, o planejamento e a implementação de ações do Ministério de Minas e Energia, no âmbito da política energética nacional. A EPE é administrada por um Conselho de Administração, com funções deliberativas, por uma Diretoria Executiva, por um Conselho Fiscal e ainda por um Conselho Consultivo. A Diretoria Executiva é constituída de um Presidente e quatro Diretores.

2.3.4 Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE (Lei nº 10.848/2004)

Constituído no âmbito do MME e sob sua coordenação direta, o CMSE tem a função de acompanhar e avaliar permanentemente a continuidade e a segurança do suprimento eletro-energético em todo o território nacional. De acordo com o decreto 5.175, de 9 de agosto de 2004, o CMSE será presidido pelo Ministro de Estado de Minas e Energia e terá na

composição quatro representantes do Ministério de Minas e Energia, além dos titulares da ANEEL, ANP, CCEE, EPE e ONS.

Suas principais atribuições incluem: acompanhar o desenvolvimento das atividades de geração, transmissão, distribuição, comercialização, importação e exportação de energia elétrica, gás natural e petróleo e seus derivados; avaliar as condições de abastecimento e de atendimento; realizar periodicamente a análise integrada de segurança de abastecimento e de atendimento; identificar dificuldades e obstáculos que afetem a regularidade e a segurança de abastecimento e expansão do setor e elaborar propostas para ajustes e ações preventivas que possam restaurar a segurança no abastecimento e no atendimento eletroenergético.

Ainda como atribuição, cabe ao CMSE elaborar propostas de ajustes, soluções e recomendações de ações preventivas ou saneadoras, visando à manutenção ou restauração da segurança no abastecimento e no atendimento eletroenergético, encaminhando-as, quando for o caso, ao Conselho Nacional de Política Energética - CNPE.

2.3.5 Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL (Lei nº 9.427/1996)

A ANEEL é uma autarquia sob regime especial e foi instituída pela Lei nº 9.427/96 e constituída pelo Decreto nº 2.335/97. A Agência é vinculada ao Ministério de Minas e Energia, tem por finalidade regular e fiscalizar a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, de acordo com a legislação específica e em conformidade com as diretrizes do governo federal. É o órgão responsável pela elaboração, aplicação e atualização do PRODIST.

Entre as funções legalmente atribuídas à Agência, destacam-se os seguintes itens:

- Implementar as políticas e diretrizes do governo federal para a exploração da energia elétrica e o aproveitamento dos potenciais hidráulicos, expedindo os atos regulamentares necessários;

- Promover, mediante delegação, com base no plano de outorgas e diretrizes aprovadas pelo Poder Concedente, os procedimentos licitatórios para a contratação de concessionárias e permissionárias de serviço público para produção, transmissão e distribuição de energia elétrica e para a outorga de concessão para aproveitamento de potenciais hidráulicos;
- Gerir os contratos de concessão ou de permissão de serviços públicos de energia elétrica, de concessão de uso de bem público, bem como fiscalizar, diretamente ou mediante convênios com órgãos estaduais, as concessões, as permissões e a prestação dos serviços de energia elétrica;
- Dirimir, no âmbito administrativo, as divergências entre concessionárias, permissionárias, autorizadas, produtores independentes e autoprodutores, bem como entre esses agentes e seus consumidores;
- Articular com o ANP os critérios para fixação dos preços de transporte desses combustíveis, quando destinados à geração de energia elétrica, e para arbitramento de seus valores, nos casos de negociação frustrada entre os agentes envolvidos;
- Estabelecer, com vistas a propiciar concorrência efetiva entre os agentes e a impedir a concentração econômica nos serviços e atividades de energia elétrica, restrições, limites ou condições para empresas, grupos empresariais e acionistas, quanto à obtenção e transferência de concessões, permissões e autorizações, à concentração societária e à realização de negócios entre si;
- Zelar pelo cumprimento da legislação de defesa da concorrência, monitorando e acompanhando as práticas de mercado dos agentes do setor de energia elétrica;
- Fixar as multas administrativas a serem impostas aos concessionários, permissionários e autorizados de instalações e serviços de energia elétrica;
- Estabelecer tarifas para o suprimento de energia elétrica realizado às concessionárias e permissionárias de distribuição e definir as tarifas de uso dos sistemas de transmissão e distribuição;
- Estabelecer, para cumprimento por parte de cada concessionária e permissionária de serviço público de distribuição de energia elétrica, as metas a serem periodicamente alcançadas, visando a universalização do uso da energia elétrica;

- Efetuar o controle prévio e posterior de atos e negócios jurídicos a serem celebrados entre concessionárias, permissionárias, autorizadas e seus controladores, suas sociedades controladas ou coligadas e outras sociedades controladas ou coligadas de controlador comum, impondo-lhes restrições à mútua constituição de direitos e obrigações, especialmente comerciais e, no limite, a abstenção do próprio ato ou contrato;
- Aprovar as regras e os procedimentos de comercialização de energia elétrica, contratada de formas regulada e livre;
- Promover processos licitatórios para atendimento às necessidades do mercado e homologar as receitas dos agentes de geração na contratação regulada e as tarifas a serem pagas pelas concessionárias, permissionárias ou autorizadas de distribuição de energia elétrica;
- Estabelecer mecanismos de regulação e fiscalização para garantir o atendimento à totalidade do mercado de cada agente de distribuição e de comercialização de energia elétrica, bem como à carga dos consumidores livres;

Destaca-se que atividades complementares de regulação, controle e fiscalização dos serviços e instalações de energia elétrica poderão ser descentralizadas para os estados e o Distrito Federal, mediante convênio de cooperação. A descentralização citada abrange os serviços e instalações de energia elétrica prestados e situados no território da respectiva unidade federativa, exceto o serviços de geração e transmissão integrantes do SIN.

As receitas da ANEEL são definidas na Lei que a instituiu e basicamente se constituem em recursos oriundos da cobrança da Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica – TFSEE. Ainda são definidos como receitas os recursos ordinários do Tesouro Nacional consignados no Orçamento Fiscal da União, recursos da venda de publicações, material técnico, dados e informações e também rendimentos de operações financeiras que realizar. Em regime de colegiado, A ANEEL é dirigida por um Diretor-Geral e quatro Diretores, que são nomeados pelo Presidente da República para cumprir mandatos não coincidentes de quatro anos. A nomeação dos membros da Diretoria depende de prévia aprovação do Senado Federal.

A ANEEL é composta pela Diretoria, Procuradoria-Geral, Superintendências de Processos Organizacionais e pela Auditoria Interna. Ademais, à Diretoria estão vinculadas a Secretaria-Geral, o Gabinete do Diretor-Geral e a Assessoria de Comunicação e Imprensa.

As Superintendências de Processos Organizacionais são parte integrante do processo de gestão administrativa e base de apoio e de instrução às deliberações da Diretoria da ANEEL, agrupadas por afinidade de atribuições:

- Regulação Técnica e Padrões de Serviço:
 - Superintendência de Regulação dos Serviços de Distribuição - SRD;
 - Superintendência de Regulação dos Serviços de Geração - SRG;
 - Superintendência de Regulação dos Serviços de Transmissão – SRT;
 - Superintendência de Regulação da Comercialização da Eletricidade - SRC;
 - Superintendência de Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética – SPE;
- Regulação Econômica do Mercado e Estímulo à Competição:
 - Superintendência de Regulação Econômica - SRE;
 - Superintendência de Estudos do Mercado – SEM;
- Relações com o Mercado e Ouvidoria:
 - Superintendência de Mediação Administrativa Setorial - SMA;
- Gestão dos Potenciais Hidráulicos:
 - Superintendência de Gestão e Estudos Hidroenergéticos - SGH;
- Outorgas de Concessões e Autorizações:
 - Superintendência de Concessões e Autorizações de Geração - SCG;
 - Superintendência de Concessões e Autorizações de Transmissão e Distribuição- SCT.

- Fiscalização da Geração, Qualidade do Serviço e Econômico-financeira:
 - Superintendência de Fiscalização dos Serviços de Geração - SFG;
 - Superintendência de Fiscalização dos Serviços de Eletricidade - SFE;
 - Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira - SFF;

- Planejamento e Gestão Administrativa:
 - Superintendência de Planejamento da Gestão - SPG;
 - Superintendência de Gestão Técnica da Informação - SGI;
 - Superintendência de Relações Institucionais SRI;
 - Superintendência de Recursos Humanos - SRH;
 - Superintendência de Administração e Finanças - SAF;
 - Superintendência de Licitações e Controle de Contratos e Convênios - SLC.

Conforme disposto no regimento interno da ANEEL, aprovado pela Portaria MME nº 349, de 28 de novembro de 1997, cabe a Superintendência de Regulação dos Serviços de Distribuição - SRD, executar as atividades relacionadas aos processos de estabelecimento de critérios e supervisão do acesso aos sistemas de distribuição e de regulamentação, normatização e padronização referentes aos serviços de distribuição de energia elétrica. Assim, conforme será detalhado no capítulo seguinte, os trabalhos de elaboração do PRODIST foram capitaneados pela SRD.

2.3.6 Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS (Lei nº 9648/1998)

Entidade jurídica de direito privado, sem fins lucrativos, sob regulação e fiscalização da ANEEL, responsável pelas atividades de coordenação e controle da operação da geração e da transmissão de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional - SIN. O ONS foi criado pela Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998, e regulamentado pelo Decreto nº 2.655, de 2 de julho de 1998, com as alterações do Decreto nº 5.081, de 14 de maio de 2004, para operar, supervisionar e controlar a geração de energia elétrica no SIN, e administrar a rede básica de transmissão de energia elétrica no Brasil.

As atividades e atribuições antes exercidas pelo Grupo Coordenador para Operação Interligada - GCOI, e a parte correspondente desenvolvida pelo Comitê Coordenador de Operações do Norte/Nordeste – CCON foram transferidas ao ONS.

Constituem atribuições do ONS o planejamento e a programação da operação e o despacho centralizado da geração, com vistas à otimização dos sistemas eletroenergéticos interligados. A supervisão e coordenação dos centros de operação de sistemas elétricos e a supervisão e controle da operação dos sistemas eletroenergéticos nacionais interligados e das interligações internacionais são realizadas por esse Operador. Cabe ainda ao ONS a contratação e administração de serviços de transmissão de energia elétrica e respectivas condições de acesso, bem como dos serviços ancilares.

O Operador é responsável por propor ao Poder Concedente as ampliações das instalações da rede básica, bem como os reforços dos sistemas existentes, a serem considerados no planejamento da expansão dos sistemas de transmissão. É responsável também pela proposição de regras para a operação das instalações de transmissão da rede básica do SIN, a serem aprovadas pela ANEEL.

O ONS é dirigido por um Diretor-Geral e quatro Diretores, em regime de colegiado, sendo três indicados pelo Poder Concedente, incluindo o Diretor-Geral, e dois pelos agentes, com mandatos de quatro anos não coincidentes, permitida uma única recondução. Já o Conselho de Administração do ONS é integrado, entre outros, por representantes dos agentes setoriais de cada uma das categorias de Geração, Transmissão e Distribuição.

No intuito de realizar suas atribuições legais e desempenhar de sua missão institucional, o ONS realiza uma série de estudos e ações, que têm como base dois itens fundamentais: os Procedimentos de Rede e o fluxo informações externas que são direcionadas ao Operador.

Para a execução de suas atividades, o ONS necessita receber um conjunto de informações das autoridades setoriais, especialmente do MME e da ANEEL, dos agentes proprietários das instalações que compõem o SIN e de agentes participantes do setor.

Os Procedimentos de Rede são um conjunto de normas e requisitos técnicos que estabelecem as responsabilidades do ONS e dos Agentes de Operação, no que se refere a atividades, insumos, produtos e prazos dos processos de operação do SIN e das demais atribuições do Operador. Esses documentos são elaborados pelo ONS, com a participação dos Agentes e homologados pela ANEEL. Os Procedimentos de Rede definem a metodologia e os requisitos necessários à realização das atividades de planejamento da operação eletroenergética, administração da transmissão, programação e operação em tempo real no âmbito do SIN (apenas como adendo, é importante destacar que o PRODIST é um documento elaborado nos moldes dos Procedimentos de Rede, porém com abrangência sobre os sistemas de distribuição).

Por fim, destaca-se que os estudos de destaque e as medidas realizadas pelo Operador na operação coordenada centralizada do SIN e na administração dos serviços de transmissão na Rede Básica podem ser agrupados nos seguintes macroprocessos:

- Administração dos Serviços de Transmissão;
- Ampliações e Reforços na Rede Básica;
- Análise da Carga de Energia e Demanda;
- Avaliação das Condições Futuras da Operação;
- Avaliação de Curto Prazo da Operação;
- Histórico da Operação;
- Indicadores de Desempenho do SIN;
- Integração de Instalações ao SIN;
- Resultados da Operação.

2.3.7 Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE (Lei nº 10.848/04)

A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, criada no âmbito do novo modelo, foi instituída pela Lei nº 10.848/04 e regulamentada pelo Decreto nº 5.177/04. A CCEE absorveu as funções, as estruturas organizacionais e as medidas operacionais do

Mercado Atacadista de Energia – MAE, que conseqüentemente foi extinto. Entidade jurídica de direito privado, sem fins lucrativos, sob regulação e fiscalização da ANEEL, a CCEE é uma associação civil integrada pelos agentes das categorias de Geração, de Distribuição e de Comercialização.

A instituição exerce função estratégica para permitir operações de compra e venda de energia, registrando e administrando contratos firmados entre geradores, comercializadores, distribuidores e consumidores livres. Assim, a CCEE tem a finalidade de viabilizar a comercialização de energia elétrica no SIN nos ambientes de contratação regulada e contratação livre, além de efetuar a contabilização e a liquidação financeira das operações realizadas no mercado de curto prazo, as quais sofrem fiscalização e auditoria externas.

A exemplo dos Procedimentos de Rede, as Regras e os Procedimentos de Comercialização que regulam as atividades realizadas na CCEE são aprovados pela ANEEL. Nesse sentido, a CCEE promove o monitoramento das ações empreendidas pelos agentes, no âmbito da comercialização de energia elétrica, visando à verificação da conformidade com as Regras e Procedimentos de Comercialização, e com outras disposições regulatórias, conforme definido pela Agência Reguladora.

Os Procedimentos de Comercialização - PdCs são um conjunto de normas aprovadas pela ANEEL que definem condições, requisitos, eventos e prazos relativos à comercialização de energia no âmbito da CCEE e estão definidos conforme a estrutura da Cadeia de Valor dessa Câmara. Os Procedimentos de Comercialização são atualizados em consonância com a legislação vigente, e podem ser alterados por iniciativa da ANEEL, por sugestão do Conselho de Administração da CCEE, pela Superintendência da CCEE, em caso de identificação de melhorias nos processos ou por solicitação de qualquer Agente da CCEE.

Já as Regras de Comercialização são um conjunto de equações matemáticas e fundamentos conceituais, complementares e integrantes à Convenção de Comercialização de Energia Elétrica, instituída por resolução normativa da ANEEL. Associadas aos seus respectivos

Procedimentos de Comercialização, as Regras estabelecem as bases necessárias para a operação comercial da CCEE e estipulam o processo de contabilização e liquidação.

Diante do exposto, destaca-se que é atribuído à CCEE manter o registro de todos os contratos fechados nos Ambientes de Contratação Regulada e de Contratação Livre; promover a medição e registro dos dados de geração e consumo de todos os Agentes da CCEE; apurar o Preço de Liquidação de Diferenças - PLD do Mercado de Curto Prazo por submercado; e efetuar a Contabilização dos montantes de energia elétrica comercializados no Mercado de Curto Prazo e a Liquidação Financeira. A execução dos Leilões de Compra e Venda de energia elétrica, também são funções da CCEE, quando delegação da ANEEL.

A Câmara deve apurar o descumprimento de limites de contratação de energia elétrica e outras infrações e, quando for o caso, por delegação da ANEEL, aplicar as respectivas penalidades. Deve ainda apurar os montantes e promover as ações necessárias para a realização do depósito, da custódia e da execução de Garantias Financeiras, relativas às Liquidações Financeiras do Mercado de Curto Prazo.

A estrutura da CCEE possui no primeiro nível hierárquico a Assembléia Geral, formada por todos os agentes das categorias geração, distribuição e comercialização, que detêm número de votos calculados de acordo com critérios definidos na Convenção de Comercialização e nas Regras de Comercialização.

O Conselho de Administração da CCEE é um órgão colegiado constituído por cinco executivos profissionais eleitos pela Assembléia Geral, com mandato de quatro anos, sendo permitida uma única recondução.

Já a Superintendência é o órgão executivo da CCEE auxiliar do Conselho de Administração, dirigida por um Superintendente eleito por este Conselho, com um prazo de gestão de dois anos, sendo permitida uma única recondução. Por fim, o Conselho Fiscal é um órgão colegiado, constituído por três membros titulares e três suplentes, com mandato de dois anos, eleitos pela Assembléia Geral, permitida apenas uma recondução.

2.3.8 Centrais Elétricas Brasileiras S.A. – ELETROBRÁS (Lei nº 3.890 - A/1961)

A Lei nº 3.890 - A/1961 autorizou a União a constituir a empresa Centrais Elétricas Brasileiras S. A. – ELETROBRÁS. Porém, conforme já comentado, a empresa foi criada oficialmente em junho de 1962, em sessão solene do extinto Conselho Nacional de Águas e Energia Elétrica - CNAEE, no Palácio Laranjeiras, no Rio de Janeiro.

É fato que a Eletrobrás contribuiu significativamente para a expansão da oferta de energia elétrica e o desenvolvimento do Brasil. A empresa é a maior companhia do setor de energia elétrica da América Latina e, conforme comentado, a regulamentação do setor excluiu a Eletrobrás, em 2004, do Programa Nacional de Desestatização - PND. Atualmente, a companhia controla 12 subsidiárias – Chesf, Furnas, Eletrosul, Eletronorte, CGTEE, Eletronuclear, empresas de distribuição como a Eletroacre, Amazonas Energia, Boa Vista Energia, Ceron, Cepisa e Ceal –, uma empresa de participações (Eletropar), um centro de pesquisas (Cepel, o maior do ramo no hemisfério Sul) e ainda detém metade do capital de Itaipu Binacional, em nome do governo brasileiro (Eletrobrás, 2009a).

O governo federal possui pouco mais da metade das ações ordinárias da companhia e, por isso, tem o controle acionário da empresa. A Administração federal é proprietária ainda de um percentual das ações preferenciais, cuja maioria está em poder do setor privado.

A empresa possui como atribuição incentivar e promover estudos, projetos de construção e operação de usinas geradoras, linhas de transmissão e subestações destinadas ao suprimento de energia elétrica do país. Presentes em todas as regiões do país, as empresas do Grupo Eletrobrás possuem capacidade geradora, incluindo metade da potência de Itaipu pertencente ao Brasil, de 39.413 MW, correspondentes a 38% do total nacional. As linhas de transmissão do Sistema têm mais de 59 mil km de extensão, representando cerca de 56% do total das linhas do Brasil (Eletrobrás, 2009a).

A empresa atua como agente do Governo Brasileiro e, assim, apóia e suporta programas estratégicos do governo, como o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica - Proinfa, programa que visa à diversificação da matriz energética brasileira e pelo qual a empresa assegura a compra de 70% da energia proveniente de fontes eólicas, pequenas centrais hidrelétricas e biomassa produzidos por Produtores Independentes. O programa Luz Para Todos, que visa levar energia elétrica a 12 milhões de brasileiros, é outro que conta com a participação efetiva da Eletrobrás, responsável pelo gerenciamento do seu orçamento. Também o Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica - Procel é gerenciado técnica e financeiramente pela Eletrobrás.

Com relação à estrutura organizacional da Eletrobrás, destaca-se que a empresa é administrada por cinco diretorias: Presidência, Diretoria de Administração, Diretoria de Engenharia, Diretoria Financeira e de Relação com Investidores e Diretoria de Projetos Especiais e Desenvolvimento Tecnológico e Industrial. Seu Conselho de Administração possui nove integrantes e o Conselho Fiscal é formado por cinco titulares e cinco suplentes.

2.3.9 Agentes Setoriais

Os agentes setoriais que compõem o setor elétrico nacional possuem funções distintas no ambiente e foram instituídos por diferentes normas legais. A seguir é apresentado um breve resumo os principais agentes envolvidos no atual modelo brasileiro.

- **Agente de Geração:** agente titular de concessão, permissão ou autorização, outorgada pelo Poder Concedente, para fins de geração de energia elétrica e prestação de serviços ancilares. Dentre estes, destacam-se os seguintes agentes:
 - **Agente Registrado:** agente proprietário de aproveitamento de potencial hidráulico, igual ou inferior a 1.000 kW, ou de usina termelétrica de potência igual ou inferior a 5.000 kW, que está dispensado, conforme definido no art. Da Lei nº 9.074/95, de concessão, permissão ou autorização, e que deve apenas comunicar os dados técnicos e características do respectivo empreendimento ao Poder Concedente.

- Autoprodutor de Energia Elétrica - APE: pessoa física ou jurídica ou empresas reunidas em consórcio que recebam concessão ou autorização para produzir energia elétrica destinada ao seu uso exclusivo, conforme definido nos arts. 5º e 7º e no art. 2º do Decreto 2003/1996.
- Concessionária de serviço público de geração: agente titular de concessão federal para explorar a prestação de serviço público de geração de energia elétrica. A definição é abrangente, e contempla diferentes formas de concessão ao longo da história do Setor Elétrico. Em uma leitura contemporânea, mais precisa, conjugando-se a Lei nº 8.987/1995, art. 2º, com a Lei nº 9.074/1995, art. 1º, poder-se-ia definir concessionária de serviço público de geração como “pessoa jurídica ou consórcio de empresas titular de delegação (concessão), feita pelo Poder Concedente da União, mediante licitação, na modalidade de concorrência, para prestação de serviço público de geração de energia elétrica, para o qual tenha demonstrado capacidade para seu desempenho, por sua conta e risco e por prazo determinado”.
- Permissionária de serviço público de geração: agente titular de permissão federal para explorar a prestação de serviço público de geração de energia elétrica.
- Produtor Independente de Energia Elétrica - PIE: pessoa jurídica ou empresas reunidas em consórcio que recebam concessão ou autorização do poder concedente, para produzir energia elétrica destinada ao comércio de toda ou parte da energia produzida, por sua conta e risco, conforme definido nos arts. 5º, 6º, 11 a 14 da Lei nº 9.074/1995 e no Decreto nº 2.003/1996.
- Produtor Independente Autônomo - PIA: o produtor independente tem essa condição quando sua sociedade, não sendo ela própria concessionária de qualquer espécie, não é controlada ou coligada de concessionária de serviço público ou de uso do bem público de geração, transmissão ou distribuição de energia elétrica, nem de seus controladores ou de outra sociedade controlada ou coligada com o controlador comum, conforme consta no art. 3º da Lei nº 10.432/2002.

- Agentes de Transmissão: agentes detentores de concessão para transmissão de energia elétrica, nos moldes da Lei nº 9.074/1995, com instalações na rede básica.
- Agentes de Distribuição: operam um sistema de distribuição na sua área de concessão com instalações elétricas com tensões inferiores a 230 kV, tanto do SIN quanto do sistema isolado, e contratam serviços de transmissão de energia.
- Consumidores Livres: consumidores que têm a opção de escolher seu fornecedor de energia elétrica, conforme definido nos arts. 15 e 16 da Lei nº 9.074/1995.
- Agentes Importadores: são agentes titulares de autorização para implantação de sistemas de transmissão associados à importação de energia elétrica.
- Agentes Exportadores: são agentes titulares de autorização para implantação de sistemas de transmissão associados à exportação de energia elétrica.

2.4 LEGISLAÇÃO E REGULAMENTAÇÃO DO SETOR

Conforme apontado em item anterior, a legislação básica do setor elétrico se formou ao longo de varias décadas de história. É uma soma de artigos das Constituições, de leis complementares e ordinárias, decretos, portarias interministeriais, portarias do MME e do extinto DNAEE. Mais atualmente destacam-se as resoluções da ANEEL.

Já em 1903 iniciou-se a regulamentação federal sobre energia elétrica no Brasil, com a publicação da Lei nº 1.145/1903, que estabeleceu os aspectos gerais sobre a concessão e o aproveitamento da energia hidráulica. O Código de Águas (Decreto 24.643/1934) e o Decreto 41.019/1957 também merecem destaque na regulamentação dos serviços de eletricidade. Mais recentemente, quando do término da função do Estado investidor, os marcos da modernização do setor são a Lei de Concessões de Serviços Públicos (8.987/1995), a Lei de Criação da ANEEL (9.427/1996) e a Lei do Novo Modelo (10.848/2004).

Com relação às Resoluções da ANEEL, destacam-se a Resolução nº 456/2000 - que estabelece as condições gerais de fornecimento de energia elétrica – a Resolução nº

024/2000 – que estabelece as disposições relativas à continuidade do serviço de distribuição – entre outras.

Com isso, o Anexo II desta dissertação apresenta uma lista com a legislação e regulamentação do setor. O objetivo do Anexo II é destacar apenas as recentes normas emanadas e listar os fundamentais atos legais e regulamentares vigentes atualmente no setor elétrico nacional. Com isso, o item apresenta uma moderna catalogação de Leis, Decretos e Resoluções vigentes.

2.5 A INSERÇÃO DO PRODIST NO SETOR ELÉTRICO NACIONAL

Um dos objetivos do presente capítulo é realçar a necessidade da elaboração e implementação do PRODIST, situá-lo no contexto geral do setor elétrico nacional e determinar sua aplicabilidade. Assim, esta etapa do texto apresenta um sumário dos fundamentos que justificam a elaboração do documento, a partir da evolução institucional do setor elétrico brasileiro.

Conforme já comentado, as disposições fundamentais sobre a prestação dos serviços de energia elétrica foram inicialmente estabelecidas no Código de Águas, que dispôs sobre o uso múltiplo dos recursos hídricos e estabeleceu a competência da União para a concessão dos aproveitamentos hidrelétricos e dos serviços de transmissão, transformação e distribuição de energia elétrica. Posteriormente foi editado o Decreto nº. 41.019/1957, responsável pela regulamentação dos serviços de energia elétrica. Em 1968 foi criado o DNAEE, autarquia responsável pela regulamentação e fiscalização dos serviços de energia elétrica. Já em 1996 foi expedida a Lei de criação da ANEEL.

A elaboração das normas e procedimentos relacionados à regulamentação dos serviços de eletricidade se constitui em etapa fundamental durante a coordenação do histórico do setor elétrico. O prosseguimento desse processo de construção regulatória sugere aperfeiçoamento adequado e contínuo das regras ora estabelecidas. É nesse contexto que a elaboração do PRODIST se enquadra.

Conforme citado, em 1996, o MME, por meio do Projeto Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro - RESEB, iniciou os estudos de reorganização do setor, visando dois objetivos fundamentais: concentrar as atividades do Estado nas funções de planejamento, formulação, regulamentação e fiscalização das políticas energéticas e respectivas atividades; e, transferir à iniciativa privada os investimentos e a operação no setor elétrico.

No âmbito do RESEB foi concebido um modelo baseado na segregação das atividades dos serviços de energia elétrica em quatro segmentos – geração, transmissão, distribuição e comercialização – e na livre competição entre agentes setoriais. Assim, as propostas do Projeto resultaram na criação de novas instituições setoriais e na alteração de leis e regulamentos, dentre as quais merecem destaque o desenvolvimento da livre comercialização; a sustentação do livre acesso; a criação da ANEEL, a criação do MAE (posteriormente CCEE) e a instituição do ONS para desenvolvimento das atividades de coordenação e controle da operação da geração e transmissão (MME, 1996).

Diversas mudanças ocorreram no modelo do setor elétrico ao longo dos últimos anos, o que ensejou a alteração de algumas medidas originalmente propostas, com a edição das já citadas novas Leis e Decretos (Leis nº 10.438/2002 e nº 10.604/2002, Decretos nº 4.562/2002, nº 4.667/2003, nº 4.713/2003, nº 4.767/2003 e nº 5.163/2004). Com isso, a necessidade de uniformização de procedimentos técnicos para os sistemas de distribuição tornou-se ainda mais evidente.

O resultado das atividades desenvolvidas pelo RESEB demonstrou a necessidade do estabelecimento de padrões técnicos de cumprimento obrigatório pelos agentes setoriais para a utilização dos sistemas elétricos das transmissoras e distribuidoras. Assim, o Projeto propôs a elaboração de procedimentos para regular os arranjos necessários ao planejamento e operação dos sistemas de distribuição e transmissão e para a implantação e manutenção das conexões a tais sistemas. Ademais, também deveriam ser tratados aspectos relacionados aos sistemas de medição, qualidade da energia elétrica, entre outros assuntos técnicos.

Além disso, também foi proposta a edição de procedimentos que seriam responsáveis por definir condições, requisitos, eventos e prazos relativos à comercialização de energia elétrica no âmbito do mercado atacadista.

Os procedimentos sugeridos pelo RESEB deveriam ser editados de forma que cada documento contemplasse segmentos distintos. Com isso, o RESEB apresentou proposições para os documentos regulatórios necessários para implementar o mercado como proposto pelos consultores. Nesse sentido, conforme consta no Anexo H do Relatório Consolidado do Projeto RESEB, a reestruturação do setor deveria ser balizada pela edição de “Procedimentos para Comercialização Competitiva, Procedimentos de Rede e Procedimentos de Distribuição” (MME, 1996).

Assim, com relação aos sistemas de transmissão, o ONS publicou, em 2002, com a participação dos agentes e homologação pela ANEEL, o documento intitulado Procedimentos de Rede, que estabelece os procedimentos e requisitos técnicos para o planejamento, a implantação, o uso e a operação do Sistema Interligado Nacional. Já os Procedimentos de Comercialização foram editados pela CCEE e, do mesmo modo, foram homologados pela ANEEL. Para seguir as recomendações do RESEB, restava a edição dos Procedimentos de Distribuição.

A documentação originalmente elaborada pelo Projeto RESEB para a regulamentação das distribuidoras é simplificada e não existem documentos consolidados para procedimentos relativos a planejamento e operação das distribuidoras, a exemplo dos documentos existentes no âmbito do Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos – GCPS e do Grupo Coordenador para Operação Interligada - GCOI.

As normas e padrões técnicos relativos aos sistemas de distribuição de energia elétrica foram estabelecidos, individual ou coletivamente, pelas próprias distribuidoras de distribuição, por meio de Documentos Técnicos do Comitê de Distribuição – CODI. Tal fato implicava na inexistência de um documento único que contenha procedimentos

compilados para o segmento de distribuição e, assim, explica a relativa heterogeneidade de padrões nos sistemas de distribuição brasileiros.

A elaboração do PRODIST integra o quadro regulatório acima exposto e estabelece, para os sistemas de distribuição, os requisitos técnicos e responsabilidades dos agentes para acesso, planejamento da expansão, operação, medição, perdas e qualidade de energia nos sistemas de distribuição.

Para a elaboração dos módulos técnicos do PRODIST foram consideradas as normas legais e regulamentares pertinentes, devidamente consolidadas, que dispõem sobre os direitos e obrigações dos agentes setoriais e consumidores com relação aos sistemas de distribuição. O processo de elaboração do PRODIST e o conteúdo de cada módulo serão detalhados em capítulos posteriores. Porém, diante do teor exposto no presente capítulo, a Tabela 2.6 apresenta a relação entre a legislação aplicável e os módulos do PRODIST.

Ou seja, de modo a apresentar a afinidade dos temas com as normas vigentes, o objetivo é mostrar quais módulos tratam de assuntos contidos nas leis, decretos e resoluções apresentadas no item anterior. Contudo, devido ao conteúdo dos módulos, a Tabela 2.6 não apresenta a relação da legislação com os Módulos 1 (Introdução) e do Módulo 6 (Informações Requeridas e Obrigações), que são considerados módulos integradores, apresentam caráter amplo e não tratam especificamente de assunto técnico.

Já para os módulos técnicos, a Tabela 2.6 apresenta a relação para o Módulo 2 (Planejamento da Expansão do Sistema de Distribuição), Módulo 3 (Acesso aos Sistemas de Distribuição), Módulo 4 (Procedimentos Operativos do Sistema de Distribuição), Módulo 5 (Sistemas de Medição), Módulo 7 (Perdas Técnicas Regulatórias) e Módulo 8 (Qualidade da Energia Elétrica).

Todas as normas listadas na Tabela 2.6 são apresentadas no Anexo I desta dissertação.

Tabela 2.6 - Relação entre os Módulos do PRODIST e a legislação e regulamentação brasileira.

Legislação / Regulamentação	Módulos do PRODIST					
	2	3	4	5	7	8
Lei nº 8.987/1995		✓	✓		✓	✓
Lei nº 9.074/1995	✓	✓				
Lei nº 9.427/1996	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Lei nº 9.648/1998	✓	✓				
Lei nº 10.438/2002	✓	✓		✓		
Lei nº 10.762/2003		✓				
Lei nº 10.848/2004	✓	✓	✓	✓		
Decreto nº 2.003/1996		✓		✓		
Decreto nº 2.335/1997	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Decreto nº 2.655/1998	✓	✓		✓		
Decreto nº 4.541/2002	✓					
Decreto nº 4.562/2002		✓				
Decreto nº 4.667/2003	✓	✓				
Decreto nº 4.873/2003	✓					
Decreto nº 5.081/2004	✓					
Decreto nº 5.163/2004	✓	✓	✓	✓		
Decreto nº 5.184/2004	✓					
Decreto nº 5.597/2005		✓				
Resolução nº 281/99		✓	✓	✓		✓
Resolução nº 371/1999		✓				
Resolução nº 24/2000*			✓			✓
Resolução nº 456/2000		✓	✓	✓		✓
Resolução nº 444/2001	✓					
Resolução nº 505/2001*		✓	✓	✓	✓	✓
Resolução nº 344/2002				✓		
Resolução nº 520/2002*						✓
Resolução nº 615/2002		✓				
Resolução nº 665/2002		✓				
Resolução nº 666/2002		✓				

Resolução nº 223/2003	✓	✓		✓		
Resolução nº 258/2003				✓		
Resolução nº 265/2003		✓				
Resolução nº 55/2004	✓					
Resolução nº 56/2004		✓	✓			
Resolução nº 61/2004						✓
Resolução nº 67/2004		✓	✓	✓		✓
Resolução nº 68/2004		✓		✓		✓
Resolução nº 77/2004	✓	✓		✓		
Resolução nº 83/2004				✓		✓
Resolução nº 166/2005	✓				✓	
Resolução nº 229/2006		✓				
Resolução nº 234/2006	✓				✓	✓
Resolução nº 247/2006				✓		
Resolução nº 250/2007		✓				
Resolução nº 320/2008	✓					
Resolução nº 349/2009	✓					
Resolução nº 375/2009		✓				
Resolução nº 376/2009		✓				

*Conforme será comentado, as RENs nº 24/2000, nº 505/201 e nº 520/2002 foram revogadas pela Resolução que aprovou a Revisão 1 do PRODIST.

Por se tratarem dos regulamentos que criaram e constituíram a ANEEL, considera-se que a Lei nº 9.427/1996 e o Decreto nº 2.335/1997 possuem relação com todos os módulos. Tais regulamentos determinam as responsabilidades e atribuições da ANEEL, definindo o campo de atuação e os pontos passíveis de regulação pela Agência.

Além dos regulamentos apresentados na Tabela 2.6, destaque especial deve ser dado à resolução nº 345/2008, que aprovou a primeira versão do PRODIST.

3 O PROCESSO DE ELABORAÇÃO DO PRODIST

3.1 INTRODUÇÃO

Neste Capítulo, são apresentadas as diversas etapas constituintes do processo de elaboração do PRODIST (ANEEL, 2002): catalogação dos documentos, editais de licitação, contratação, reuniões técnicas, audiências públicas internas na ANEEL, reuniões externas com os agentes, o workshop internacional, comissão de trabalho e audiência pública.

Para a regulamentação do ambiente de distribuição, não existiam documentos consolidados para procedimentos relativos a planejamento e operação das distribuidoras. Logo, para que os aspectos relacionados à distribuição de energia elétrica fossem compilados, existia a necessidade de elaboração de um documento único.

Assim, ainda na segunda metade da década de 90, as conclusões do Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro – RESEB sugeriram a elaboração dos Procedimentos de Distribuição. Em uma primeira etapa de elaboração, foi criada uma versão preliminar partindo-se do Anexo H do RESEB. Esta etapa foi consolidada pelo CEPEL sob a supervisão da ANEEL. Posteriormente, o documento a ser produzido deveria ser amplamente debatido com agentes do setor elétrico envolvidos e posteriormente submetido à consulta ou a audiência pública para sua consolidação.

Assim, a partir de documentos prévios, a consecução do PRODIST está alicerçada no edital de licitação aprovado em Reunião de Diretoria da ANEEL no ano de 2002, o qual estabeleceu a estrutura do documento, fixou os módulos com seus respectivos conteúdos mínimos, premissas e sua área de atuação. Destaca-se que, conforme previsto, o PRODIST foi elaborado com total transparência de propósitos, tendo havido os momentos e os espaços abertos para contribuições tanto do público interno quanto externo.

A seguir é apresentada Figura 3.1 contendo uma linha do tempo pontuando cada uma das etapas de elaboração do PRODIST. Posteriormente cada uma dessas etapas é detalhada.

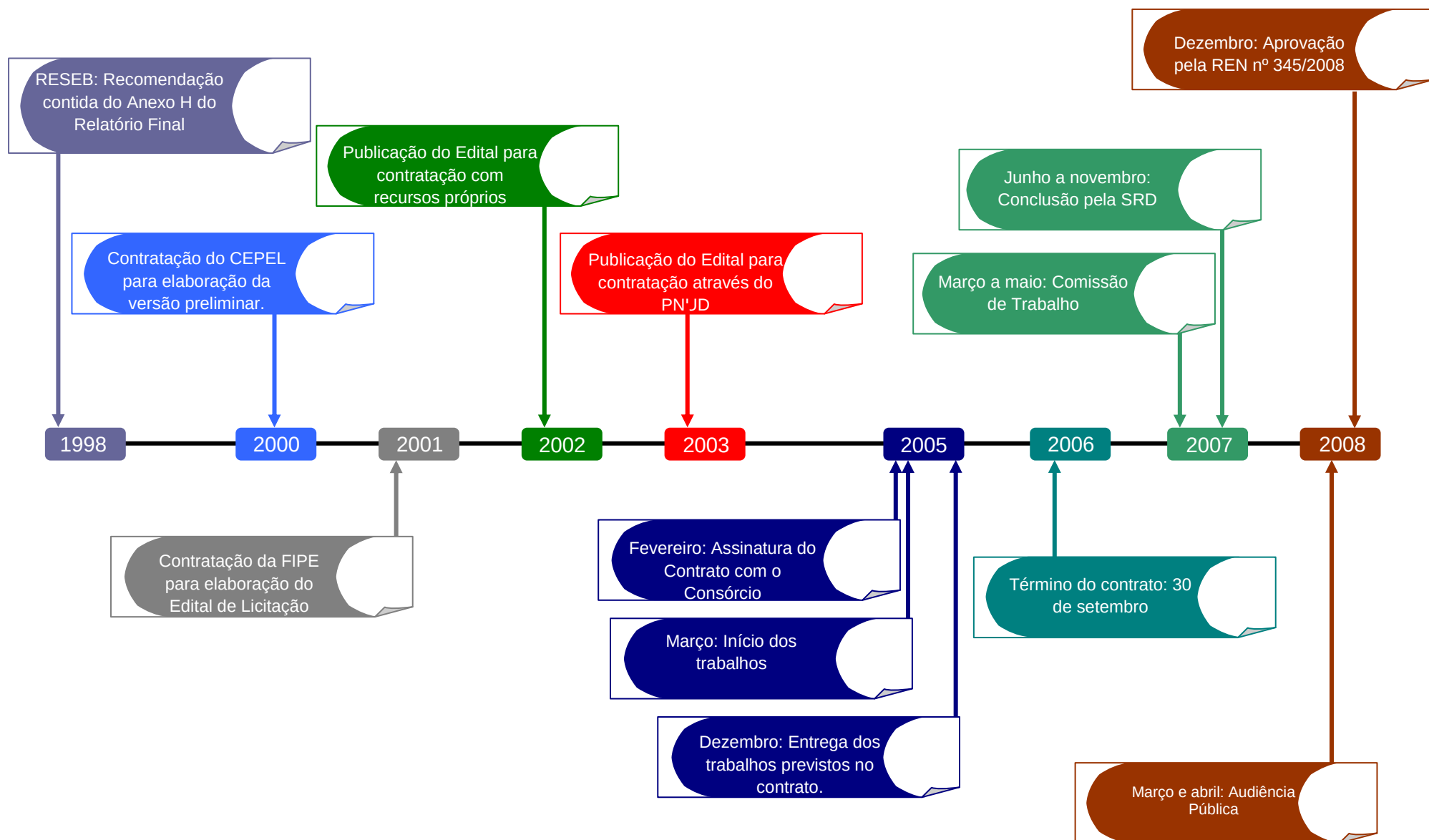


Figura 3.1 - Linha do tempo com as etapas de elaboração do PRODIST.

3.2 CATALOGAÇÃO CEPEL

O trabalho do CEPEL foi basicamente dividido em duas partes: catalogação de documentos pertinentes e elaboração de uma versão preliminar do PRODIST (ANEEL, 2002).

A documentação originalmente elaborada pelo RESEB para a regulamentação das distribuidoras era bastante simplificada. Considerando que não existiam documentos consolidados para procedimentos relativos a planejamento e operação das distribuidoras, a exemplo dos documentos existentes no âmbito do Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos - GCPS e do Grupo Coordenador para Operação Interligada - GCOI, foi necessário catalogar diversos documentos para viabilizar a elaboração dos Procedimentos de Distribuição.

Nesse sentido, o CEPEL foi o responsável por catalogar documentos relacionados ao tema de distribuição de energia elétrica. Assim, foram listados diversos documentos pertinentes oriundos dos acervos técnicos dos seguintes entes:

- Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica – DNAEE;
- Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos - GCPS;
- Grupo Coordenador para Operação Interligada – GCOI;
- Comitê Coordenador de Operações do Norte-Nordeste – CCON;
- Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos - CCPE;
- Comitê de Distribuição de Energia Elétrica – CODI (Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica - ABRADEE);
- Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS.

O objetivo do trabalho realizado pelo CEPEL era analisar, identificar e criticar as referências nacionais e internacionais que serviriam de subsídios para a redação dos Procedimentos de Distribuição, devendo conter as justificativas e as bases para a sua aplicação, abordando, entre outros temas, a situação legal desses procedimentos e o seu relacionamento com outros regulamentos e resoluções.

Conforme comentado, na primeira etapa foi elaborada, pelo CEPEL sob a supervisão da ANEEL, uma versão preliminar partindo-se do anexo H do documento final elaborado pela Coopers&Lybrand, da documentação existente e catalogada, e de outros documentos pertinentes.

Foram apresentados requisitos para elaboração, as condições quanto às informações necessárias e os critérios necessários para que fossem contemplados os aspectos relativos aos sistemas de distribuição. Com vistas à elaboração de uma base documental, o Centro de Pesquisas realizou e propôs uma itemização para os Procedimentos de Distribuição.

Assim, a versão preliminar continha a composição geral do documento e apresentava, inclusive, as seções que deveriam compor cada módulo e, desse modo, ficou montada a estrutura do PRODIST, com indicativos de como seria a versão final do documento a ser elaborado.

Para cada módulo, as propostas apresentavam tabelas de inserção dos excertos das referências. Ou seja, ficaram indicados para cada módulo, os documentos relativos e pertinentes ao assunto que deveria ser abordado.

Inicialmente, durante a elaboração da versão preliminar, os documentos dos Procedimentos de Distribuição foram estruturados em sete módulos e, no entanto, no decorrer dos trabalhos acrescentou-se um módulo específico para a qualidade de fornecimento de energia elétrica, conforme a seguinte estrutura:

- Módulo 1 – Introdução;
- Módulo 2 – Planejamento da Expansão da Distribuição;
- Módulo 3 – Condições para Conexão;
- Módulo 4 – Procedimentos Operativos;
- Módulo 5 – Medição;
- Módulo 6 – Informações Requeridas e Obrigações;
- Módulo 7 – Condições Gerais;
- Módulo 8 – Qualidade de Energia Elétrica;

Os nomes apresentados para os módulos eram prévios e, conforme será ilustrado posteriormente, sofreram ajustes. Sobre os conteúdos, apenas o Módulo 7 sofreu alterações com relação ao documento preliminar desenvolvido pelo CEPEL.

Durante a apreciação das referências nacionais e internacionais, foi realizada uma análise crítica específica ao conteúdo de cada módulo.

Com relação ao Módulo 1, face ao caráter inédito dos Procedimentos de Distribuição, não foram encontrados documentos nos acervos de entidades nacionais, que se relacionassem com o tema deste módulo, já que ele trata justamente de estabelecer objetivos, condições de aplicabilidade, obrigações, penalidades e outras definições que se fazem necessárias para a elaboração desses procedimentos. Entretanto, uma vez que existem trabalhos similares em outros países, tais como Austrália, Canadá e Portugal, a pesquisa de referências internacionais produziu um acervo de informações úteis para elaboração do Módulo 1.

Para o Módulo 2, as referências apresentadas foram analisadas e relacionadas aos temas que deveriam compor os aspectos sobre planejamento da expansão. Assim, para cada item específico, foram relacionados os documentos existentes que deveriam servir de embasamento para construção do Módulo. Entre as referências nacionais destacam os documentos do CODI. Já para as referências internacionais destacam documentos europeus, notadamente da França.

A ampliação da abrangência dos sistemas de distribuição, incluindo aqueles com níveis de tensão até o limite de 230 kV, exclusive, gerou uma lacuna nas informações correspondentes a tensões superiores a 69 kV, inclusive, com relação às normas e recomendações técnicas levantadas no âmbito do CODI que serviram como maior fonte de referências para esta etapa. Tal fato indicou a necessidade de levantamento da respectiva bibliografia em outras fontes de consulta, tais como documentos GCOI, ABNT e internacionais.

Para as referências do Módulo 3, os trabalhos desenvolvidos pelo ONS relativos aos Procedimentos de Rede foram utilizados como base, sendo necessário adequá-los às

características da distribuição. Os documentos gerados pelas agências reguladoras da Austrália, de Portugal e do Canadá foram citados como bons exemplos para orientação do desenvolvimento dos trabalhos. Ademais, documentos oriundos da Argentina e Colômbia também foram recomendados.

Para o Módulo 4, foram selecionados documentos dos acervos do CODI, CCON, ONS que se relacionam com o tema, para servirem de textos-base para a elaboração futura. Para este módulo existiam subitens para os quais não foram encontradas referências, o que sugeriu criação de grupos de trabalho para elaboração de textos preliminares. Ademais, foram selecionados artigos de conferências internacionais e documentação do órgão regulador português.

Algumas portarias do DNAEE e notadamente diversas normas da ABNT merecem destaque entre as referências do Módulo 5. Ainda, para a escolha dos procedimentos relativos à circulação de padrões de referência, foram indicados e listados documentos do GCOI e CCON. Durante a pesquisa envolvendo referências internacionais foram identificadas basicamente três fontes de documentação: documentos australianos, canadenses e americanos (Califórnia). Além disso, realizou-se a pesquisa das normas técnicas internacionais pertinentes ao assunto.

Durante a fase de análise das referências pré-selecionadas nos acervos de entidades nacionais não foram encontrados documentos que apresentassem conteúdo compatível com o tema do Módulos 6 e 7 no que diz respeito a aspectos normativos ou regulatórios. Entretanto, uma vez que existem trabalhos similares em diversos outros países tais como Estados Unidos, Canadá, Inglaterra e Noruega, a pesquisa de referências internacionais produziu um acervo de informações úteis para elaboração da minuta.

Para o Módulo 8, algumas referências sobre qualidade de energia, como os Procedimentos de Rede, não possuem uma aplicabilidade direta a sistemas de distribuição, mas serviram de modelo para a definição de indicadores e padrões. Nestes casos, eventualmente foi ser necessário fazer algumas adaptações ao sistema de distribuição e às suas particularidades. Além dos documentos elaborados pelo ONS, serviram de embasamento documentos do GCOI, portarias do DNAEE e algumas resoluções da própria ANEEL.

Ainda sobre o Módulo 8, foram selecionadas basicamente normas ou recomendações mundialmente reconhecidas como importantes referências no assunto. Algumas das referências selecionadas têm força de lei, outras não, atuando apenas como recomendações de procedimentos para os diversos agentes do setor elétrico. Nesse sentido, destacam-se as normas da IEC e recomendações da IEEE, além de normas da Canadian Electricity Association – CEA e do European Committee for Electrotechnical Standardization – CENELEC.

3.3 EDITAL 1 (Edital nº 003/2002)

A ANEEL, nos termos da Lei n.º 8.666, de 21 de junho de 1993, e demais normas complementares pertinentes, expediu o Edital de concorrência do tipo técnica e preço nº 003/2002, publicado no Diário Oficial da União do dia 20 de dezembro de 2002. Tal edital foi viabilizado pela contratação da Fundação Instituto de Pesquisas Econômicas - FIPE para elaboração do Termo de Referência e Edital de Licitação na modalidade de técnica e preço (ANEEL, 2002).

O objetivo do Edital era, por meio de recursos da própria Agência, a contratação de empresa especializada em consultoria para elaboração dos Procedimentos de Distribuição. Somente poderiam participar da concorrência, as empresas que tivessem ramo de atividade compatível com o objeto da licitação e cumprissem as exigências estabelecidas no Edital. Poderiam participar da concorrência instituições e empresas brasileiras, isoladamente ou organizadas sob a forma de consórcio.

Como de praxe, o Edital 003/2002 apresentava os procedimentos do certame, tais como as informações sobre o objeto a ser contratado, condições de participação na licitação, documentação de habilitação, proposta técnica (equipe técnica, experiência da proponente e plano de trabalho), proposta de preços e demais trâmites para o processamento da licitação.

Segundo o edital, os trabalhos da Contratada deveriam abranger a realização de análise preliminar de normas vigentes e de documentos técnicos diversos. Para a consecução desse serviço, a Contratada deveria selecionar e analisar leis, decretos e atos normativos

vigentes à época e que regulassem a distribuição de energia elétrica do sistema elétrico nacional, bem como as normas técnicas da ABNT e os documentos técnicos editados pelos grupos GCPS e GCOI.

A Contratada deveria ainda apoiar-se na consolidação das normas e documentos realizada pelo CEPEL, devendo propor, em caráter preliminar, complementações e/ou ajustes aos atos normativos vigentes que entendesse necessários ao alcance dos objetivos dos serviços que executaria, além de fornecer à ANEEL os produtos obtidos, inclusive digitalizados em meio magnético.

Conforme estabelecido no próprio edital, a elaboração dos Procedimentos de Distribuição visa que sejam alcançados de forma plena os objetivos traçados no início da reforma do setor elétrico, em 1995, relacionados à expansão da oferta de energia em escala necessária para atender ao aumento da demanda e ao uso eficiente dos recursos disponíveis para garantir um suprimento confiável ao menor custo possível.

Foram adotadas como premissas para a concretização de tais objetivos a introdução de competição nos segmentos de geração e comercialização, e a adoção da regulação por incentivos nas atividades de transmissão e distribuição. A competição nos segmentos de geração e comercialização, no entanto, para se tornar efetiva, depende da implantação do regime de livre acesso às redes de transmissão e de distribuição.

Coube ao ONS, dentro dos parâmetros legais, elaborar os Procedimentos de Rede para posterior aprovação da ANEEL, preservando a qualidade e a eficiência no livre acesso às redes de transmissão de energia elétrica.

Restava à ANEEL, com o auxílio de consultoria especializada, a elaboração dos Procedimentos de Distribuição, que interagindo harmonicamente com os Procedimentos de Rede, teriam por escopo definir os procedimentos para o livre acesso às redes de distribuição de energia elétrica, possibilitando aos usuários a conexão elétrica aos sistemas de distribuição, sem prescindir, no entanto, de indicadores de desempenho ou de qualidade do serviço de distribuição de energia elétrica que preservem, entre outros aspectos, a segurança, a eficiência e a confiabilidade dos sistemas elétricos.

Para tanto, constava no Edital que o PRODIST deveria ser dividido em oito módulos, devendo disciplinar os aspectos técnicos relativos às condições para conexão ao sistema de distribuição, ao planejamento da expansão do sistema de distribuição, aos procedimentos operativos do sistema de distribuição, à medição e qualidade de energia elétrica, e às trocas de informações necessárias entre os agentes envolvidos.

Para a consecução dos Procedimentos de Distribuição, a Contratada deveria elaborar o conteúdo dos módulos especificados no Edital, bem como a Cartilha de Acesso ao Sistema de Distribuição de Energia Elétrica, que deveria, em linguagem acessível ao público em geral, sintetizar os conceitos básicos relativos aos processos de acesso ao sistema de distribuição descritos na legislação e normas vigentes e, em especial, no Módulo 3 – Acesso aos Sistemas de Distribuição.

A Contratada deveria contemplar, necessariamente, todos os módulos e seções previstas no Edital, identificando, em conjunto com a ANEEL, os grupos interessados em obter informações sobre os Procedimentos de Distribuição, para a realização, com estes, de reuniões de esclarecimentos.

Deveria ainda realizar um workshop, com a presença de um consultor estrangeiro renomado que não tenha integrado a equipe técnica da Contratada. Neste workshop, a Contratada deveria proceder a uma exposição dos serviços realizados, justificando, de forma sucinta, as principais soluções adotadas. O consultor estrangeiro deveria realizar uma análise crítica da exposição da Contratada, solicitando-lhe esclarecimentos e podendo fazer, se for o caso, eventuais sugestões para o futuro aprimoramento dos Procedimentos de Distribuição. O nome do consultor estrangeiro deveria ser indicado pela Contratada e aprovado pela ANEEL.

Ainda para a consecução do serviço, a Contratada deveria auxiliar a ANEEL na análise das propostas que lhe forem enviadas, acerca dos Procedimentos de Distribuição, em decorrência da realização de Audiência Pública após a entrega final, pela Contratada, dos Módulos dos Procedimentos de Distribuição. Na hipótese de não acolhimento de proposta pública, deveria a Contratada elaborar a justificativa que levou à sua desconsideração.

O Edital estabelecia que a Contratada deveria prestar auxílio na implementação dos Procedimentos de Distribuição, indicando as normas vigentes que ficarão revogadas com a entrada em vigor dos Procedimentos de Distribuição e as disposições transitórias que se fizerem pertinentes.

Em um anexo específico do Edital era apresentado o detalhamento de cada um dos oito módulos constituintes do PRODIST, sendo apresentados o conteúdo básico e seções do Documento. Assim, as etapas e produtos que deveriam ser realizadas e entregues pelo vencedor da concorrência são:

- Análise Preliminar de Normas Vigentes e de Documentos Técnicos;
- Elaboração dos Módulos dos Procedimentos de Distribuição;
- Auxílio à ANEEL no exame das propostas surgidas na Audiência Pública;
- Auxílio na Implementação dos Procedimentos de Distribuição.

Porém, depois de seguidos adiamentos das datas de abertura do certame e do prazo para entrega dos envelopes, a concorrência foi revogada. Conforme publicado no Diário Oficial da União do dia 10 de março de 2003, a ANEEL, por meio da Comissão Permanente de Licitação, informou aos interessados que a Concorrência nº 03/2002 foi revogada por razões de interesse público, com fulcro no art. 49 da Lei nº 8666/1993 e consoante justificativa da área técnica solicitante.

Assim, ficava interrompido o processo para contratação de empresa especializada para elaboração dos Procedimentos de Distribuição.

3.4 EDITAL 2 (Edital nº 40-351/2003)

Anteriormente à supracitada interrupção do certame licitatório para a elaboração do PRODIST, a ANEEL já estudava outros mecanismos para viabilizar a contratação de consultoria especializada para a elaboração do Documento (ANEEL, 2002). Neste contexto, destaca-se a parceria com o Programa das Nações Unidas para o Desenvolvimento – PNUD .

Em 30 de novembro de 1998, a ANEEL firmou parceria com órgãos internacionais, por intermédio do projeto de cooperação técnica denominado Projeto BRA/98/019 - Consolidação da Estrutura Técnica e Administrativa da ANEEL - firmado entre a própria ANEEL, o Programa das Nações Unidas para o Desenvolvimento - PNUD e a Agência Brasileira de Cooperação – ABC, implementado sob a égide do Acordo Básico de Assistência Técnica entre o Governo da República Federativa do Brasil e a Organização das Nações Unidas e suas Agências Especializadas, com fundamento legal no Decreto nº 59.308, de 23 de setembro de 1966.

O objetivo da parceria era realizar trabalhos para consolidar a estrutura da ANEEL, contando para tal propósito com o apoio do PNUD, organismo internacional detentor de experiência na condução de projetos de capacitação e estruturação institucional.

O referido projeto buscou construir, ao longo do processo de estruturação da Agência, o constante aperfeiçoamento de sua missão e de seu papel institucional, com a competência intrínseca do PNUD, enquanto instituição detentora de experiência na condução de projetos de habilitação e solidificação de instituições.

Os resultados esperados com a implantação do projeto de cooperação técnica supracitado envolviam a definição e implantação da autonomia administrativa, financeira e técnica da Agência, com meios para aprimorar a gestão interna e relações governamentais, implementar mecanismos da descentralização da função reguladora e estabelecer instrumentos de articulação com a sociedade e agentes setoriais. Ademais, estava entre os objetivos desenvolver a integração com centros de pesquisa e órgãos reguladores, nacionais e internacionais.

A parceria com o PNUD possuía inicialmente vigência de 3 anos, mas teve sua validade posteriormente prorrogada, de modo a contemplar novos projetos e executar trabalhos complementares à consolidação da estrutura técnica e administrativa da ANEEL, que não puderam ser realizados no prazo de vigência original do Projeto.

Assim, alguns contratos pleiteados pela Agência e que não puderam ser realizados no prazo de vigência do projeto original com o PNUD passaram, após a prorrogação, a ser incluídos dentro da parceria. Neste contexto enquadraram-se a nova licitação para

contratação de empresa especializada para elaboração dos Procedimentos de Distribuição.

Com isso, em 11 de julho de 2003, publicou-se no Diário Oficial da União o Aviso de Licitação da Concorrência Nacional nº 40-351/2003, onde o PNUD, para atender à solicitação do Projeto de Cooperação Técnica BRA/98/019, tornou público, para conhecimento dos interessados, a concorrência para contratação de serviços de consultoria para elaboração do PRODIST.

O novo Edital publicado assemelhava-se ao documento que disciplinava a revogada Concorrência nº 03/2002. Assim, além dos termos da Lei n.º 8.666, de 21 de junho de 1993, o Edital nº 40-351/2003 continha adaptações, de forma que as exigências e procedimentos de licitação do PNUD fossem atendidos.

Além de apresentar os procedimentos operacionais para a realização da licitação, tais como as informações sobre a contratação, condições de participação no certame, documentação, habilitação, proposta comercial e técnica, o Edital mantinha o objeto de contratação da antiga licitação.

Assim, o objeto era a contratação de consultoria especializada para elaboração dos PRODIST, composto por oito Módulos, em forma de manual, uma cartilha orientativa, indicações de alteração, revogação e inclusão de portarias e resoluções da ANEEL, organização de um workshop e reuniões de esclarecimentos com a ANEEL e com agentes envolvidos no processo de distribuição de energia elétrica.

Ressalta-se que o edital de licitação estabeleceu que o PRODIST deveria incorporar os procedimentos contidos em resoluções ou mesmo incorporar artigos de resoluções que deveriam ser revogadas ou modificadas.

Do mesmo modo como previsto anteriormente, a empresa a ser Contratada deveria realizar análise preliminar de normas vigentes e de documentos técnicos, elaborar os módulos dos Procedimentos de Distribuição, prestar auxílio à ANEEL no exame das propostas surgidas na Audiência Pública e realizar assistência na implementação dos Procedimentos de Distribuição.

Nos meses de junho e julho de 2003, durante o prazo disponibilizado aos interessados para a retirada do Edital, publicado no site do PNUD, vinte e seis empresas se cadastraram para participação. Porém, no dia 29 de julho de 2003, conforme o relatório de abertura das propostas, foi registrado que três empresas apresentaram as propostas para a concorrência. A análise dos documentos constantes do Envelope A - 1º Etapa evidenciou empresas brasileiras participantes, conforme mostra a Tabela 3.1:

Tabela 3.1 - Empresas participantes da licitação de contratação de consultoria para elaboração do PRODIST (ANEEL, 2002).

Nº	Nome da Licitante	Doravante
1	• Themag Engenharia e Gerenciamento Ltda.; e • Manesco, Ramires, Perez, Azevedo Marques Advocacia	Consórcio Themag/Manesco
2	• Promon Engenharia Ltda.; • Promon Tecnologia Ltda.; • Fundação de Pesquisa e Assessoramento à Indústria – FUPAI; • Cooperativa de Serviços e Negócios em Energia – Con Energia; e • Advocacia Waltenberg.	Consórcio Procedi5
3	• Mercados de Energia Ltda.; • MCPAR Engenharia Ltda.; • Tozzini, Freire, Teixeira e Silva Advogados; • Consultoria e Projetos Elétricos — CPE; • Fundação Padre Leonel Franca — PUC/RJ; e • Soluziona Ltda.	Consórcio Distribuição Nacional - CDN

Após a divulgação do resultado da Habilitação Jurídico-Fiscal e Econômica e Financeira, as três licitantes habilitadas foram convidadas para a abertura de suas Propostas Técnicas, o que ocorreu no dia 11 de agosto de 2003, no escritório do PNUD em Brasília.

Tendo como base as propostas técnicas apresentadas, a Comissão de Avaliação elaborou o Relatório de Avaliação Técnica, que demonstra a pontuação alcançada para cada uma das Licitantes, conforme previsto no Edital nº40 - 351/03.

Nos critérios de avaliação, conforme definido no Edital, a Equipe Técnica seria avaliada pelos seguintes itens: coordenador geral, coordenador de módulo e equipe técnica. A experiência da licitante, outro critério analisado, conforme estabelecido no edital, deveria ser comprovada por meio de descrições de experiências, contendo o nome dos profissionais que participaram do serviço, demonstrando, com clareza, a competência técnica da licitante, bem como a aferição do grau de compatibilidade dessa experiência com os serviços objeto da concorrência. O sumário com as descrições das experiências deveria mencionar o tipo de serviço prestado, com indicação das atividades específicas realizadas, demonstrando as experiências adquiridas e sua importância para o desenvolvimento dos serviços.

Por fim, o último critério de avaliação deveria apresentar os seguintes aspectos sobre o plano de trabalho: metodologia a ser empregada, entendimento do objeto da licitação e o cronograma dos trabalhos a serem realizados. Assim, baseando-se na documentação apresentada e após avaliação e apreciação das propostas, o Comitê de Avaliação chegou ao resultado apresentado na Tabela 3.2.

Tabela 3.2 - Pontuação atribuída após apreciação das propostas dos concorrentes (ANEEL, 2002).

Empresa	Equipe Técnica (Max 350)	Experiência da Licitante (Max 400)	Plano de Trabalho (Max 250)	Pontuação Técnica Total (Max 1000)
Consórcio Themag/Manesco	232	0	250	482
Consórcio Procedi5	344	350	250	944
Consórcio Distribuição Nacional - CDN	262	0	250	512

De acordo com o item sobre o julgamento da proposta técnica, presente no Edital, o Consórcio Themag/Manesco e o Consórcio Distribuição Nacional — CDN foram desclassificados porque não atingiram a pontuação técnica mínima de 600 pontos.

Com isso, realizados todos os trâmites licitatórios e disposições legais pertinentes, o grupo vencedor do certame foi o Consórcio PROCEDI5, formado pelas empresas Promon Engenharia Ltda., Promon Tecnologia Ltda., Fundação de Pesquisa e Assessoramento à Indústria – FUPAI, Cooperativa de Serviços e Negócios em Energia – Con Energia e Advocacia Waltenberg.

No dia 15 de fevereiro de 2005, foi assinado o Contrato de Prestação de Serviços nº 05/47-1468 entre o PNUD e o Consórcio PROCEDI5, tendo como beneficiária a ANEEL, no âmbito do Projeto BRA/98/019.

O Contrato disciplinava a realização dos trabalhos e, para isso, apresentava, além de um preâmbulo, condições gerais, tais como o prazo de prestação dos serviços, valor do contrato, disposições sobre o pessoal contratado, obrigações do contratado e do contratante, leis que regem os serviços e disposições sobre acordos e arbitragens. Ainda sobre as condições gerais, o Contrato apresentava as disposições sobre as situações de força maior, suspensão e extinção do Instrumento Contratual.

Já o inciso sobre as condições especiais era composto por itens que travam das partes e de seus representantes autorizados, tanto do contratante (PNUD), como do contratado (Consórcio Procedi5) e do beneficiário (ANEEL). O inciso ainda colocava as disposições sobre a remuneração pelos serviços e as penalidades previstas no Contrato.

3.5 DESENVOLVIMENTO DOS TRABALHOS

Os trabalhos previstos no contrato foram iniciados pelo Consórcio PROCEDI5 no dia 1º de março de 2005. Até a versão final entregue pelo consórcio, no dia 20 de dezembro de 2005, ocorreram diversos eventos, internos e externos à ANEEL, para debate das premissas e das primeiras versões de cada um dos oito Módulos do PRODIST (ANEEL, 2002).

Por parte da ANEEL, para os trabalhos de elaboração do PRODIST, o acompanhamento e a supervisão das atividades do Consórcio foram capitaneados pela Superintendência de Regulação dos Serviços de Distribuição - SRD.

Internamente à ANEEL, a SRD buscou compartilhar as atividades e receber contribuições para os módulos do Documento, antes de serem disponibilizados ao público externo na Internet ou em reuniões com os agentes. Assim, conforme mostrado na Tabela 3.3, foram realizadas Audiências para o Público Interno – API para cada um dos módulos técnicos e uma única para os módulos integradores.

A API é um processo por meio do qual as superintendências da ANEEL tomam conhecimento e podem contribuir na discussão de assuntos que ainda serão regulados ou ajustados pela Agência, antes de serem disponibilizados em Audiência Pública.

Ademais, reuniões para apresentação das premissas de cada um dos módulos antecederam às APIs. Assim, para os eventos para o público interno da ANEEL, ocorreram diversas reuniões com a participação de dez superintendências da Agência, além de integrantes da assessoria da Diretoria Colegiada e da Procuradoria Federal junto à ANEEL, destacando-se a realização de seis API's, organizadas e registradas na ANEEL pela Superintendência de Mediação Administrativa Setorial – SMA.

A Tabela 3.3 apresenta uma relação das principais reuniões e audiências internas ocorridas durante o ano de 2005.

Tabela 3.3 - Principais reuniões e audiências internas ocorridas em 2005 para elaboração do PRODIST (ANEEL, 2002).

EVENTOS	PARTICIPANTES	MÓDULOS							
		1	2	3	4	5	6	7	8
I) Premissas	SRD, Consórcio	-	27/jun	7/abr	21/jun	1/jun	-	-	27/jun
II) Premissas	Superintendências da ANEEL	19/out	5/jul	7/abr	11/ago	20/jul	19/out	19/out	11/ago
III) Premissas	SRD, Consórcio	-	20/jul	22/abr	11/ago	1/ago	-	-	12/ago
IV) Minuta dos Módulos	SRD, Consórcio	-	26/ago	20/mai	19/ago	23/ago	-	-	15/ago
V) Audiência para Público Interno - API	Superintendências da ANEEL	28/nov	20/set	31/mai	31/ago	23/set	28/nov	28/nov	19/ago
VI) Primeira versão dos Módulos	SRD, Consórcio	12/out	18/out	4/jul	7/out	13/out	12/out	12/out	14/set

Na Tabela 3.3, as etapas I e III foram reuniões realizadas entre a SRD e os membros do consórcio para debate das premissas dos módulos. A etapa II representa o encontro com o público interno da Agência para apresentação das premissas. Já a etapa V ilustra as

reuniões que apresentaram a primeira versão de cada módulo ao público interno (API). As etapas IV e VI foram os debates realizados entre a SRD e o Consórcio PROCEDI5 para debate, respectivamente, das minutas e da primeira versão dos módulos.

Além das datas apresentadas, é importante destacar que duas reuniões técnicas com a Diretoria Colegiada da ANEEL, Superintendentes e Assessores, aconteceram nos dias 16 de março de 2005 e 08 de fevereiro de 2006.

Em média, participaram cerca de vinte servidores por reunião. A Tabela 3.4 mostra a participação de cada Superintendência nas reuniões de premissas e API's, conforme verificado nas listas de presença.

Tabela 3.4 - Participação dos colaboradores internos em reuniões na ANEEL (obs. não foi feita lista de presença da reunião de premissas do Módulo 5) (ANEEL, 2002).

Área	Módulo 2		Módulo 3		Módulo 4		Módulo 5		Módulo 8		Módulos 1,6 e 7	
	Prem.	API	Prem.	API	Prem.	API	Prem.	API	Prem.	API	Prem.	API
SRD	15	13	8	14	15	10		11	15	14	12	10
SRT		3	1		1			3	1	2	3	
SRG	1		1	1	1				1		1	
SRC	2	3	1	2	3			2	3		1	
SMA		1	2	4	1				1	1	1	
SFE	2	3			1			4	1		2	
PF	1									1		
ASS										1		
SRE	1											
SEM	1				1				1			
SGI	1		1		1				1			
SCT		2	1									
TOTAL	24	25	15	21	24	10		20	24	19	20	10

Os eventos com a participação dos diversos agentes do setor elétrico, para discussão do PRODIST, ocorreram em quatro capitais do país (Brasília, Belo Horizonte, Rio de Janeiro e São Paulo) e totalizaram dez reuniões, quando foram discutidas as premissas e posteriormente a primeira versão de cada módulo. Destaca-se ainda a realização do Workshop Internacional sobre Acesso aos Sistemas de Distribuição, tema do Módulo 3, ocorrido em Brasília.

Nos eventos destinados ao público externo estavam, entre convidados e presentes, as 64 concessionárias de distribuição de energia elétrica do país, o ONS, a CCEE, o Instituto Nacional de Metrologia, Normalização e Qualidade Industrial - Inmetro, grandes consumidores, agências estaduais conveniadas, consultores e diversas associações tais como ABRADDE, Associação Brasileira dos Investidores em Autoprodução de Energia Elétrica – ABIAPE, Associação Brasileira de Grandes Consumidores Industriais de Energia – ABRACE, entre outras.

A Tabela 3.5 apresenta uma relação das principais reuniões realizadas com a participação de agentes, todas ocorridas durante o ano de 2005.

Tabela 3.5 - Principais reuniões com participação de agentes ocorridas em 2005 para elaboração do PRODIST (ANEEL, 2002).

EVENTOS	PARTICIPANTES	MÓDULOS							
		1	2	3	4	5	6	7	8
I) Premissas	Agentes	-	13/jul	15/abr	05/07 a 08/07	27/jul	-	-	11/ago
II) Minuta dos Módulos	Agentes	-	3/out	9/jun	22/set	11/out	-	-	31/ago
III) Workshop Internacional	Agentes	-	-	14/set	-	-	-	-	-

Na Tabela 3.5, a etapa I representa os encontros com os agentes do setor elétrico para apresentação das premissas do Documento. Já a etapa II refere-se ao debate das minutas dos módulos com os agentes do setor elétrico nacional.

Conforme comentado, o Módulo 3, por tratar de assunto complexo, contou ainda com um workshop internacional realizado em Brasília, com 140 participantes, sendo 43 servidores da ANEEL, 7 integrantes do Consórcio e 90 agentes. Estavam presentes no referido evento os expositores Prof. João Abel Peças Lopes, PhD, e Prof. Manuel Matos, PhD, consultores portugueses advindos do Instituto de Engenharia de Sistemas e Computadores do Porto - INESC Porto, da Universidade do Porto.

Conforme relatado até aqui, o PRODIST foi tema de várias reuniões que proporcionaram a incorporação de contribuições para aperfeiçoamento do Documento. Os módulos foram amplamente discutidos e todas as contribuições recebidas foram cuidadosamente analisadas e, quando pertinentes, foram incorporadas aos módulos. As

reuniões serviram como instrumento de apoio ao processo decisório e de elaboração do PRODIST, de ampla consulta aos agentes do setor, que precedeu a expedição da versão final do documento.

A análise e o extenso debate do tema serviram para apoiar as atividades da SRD do Consórcio PROCEDI5 na instrução do Documento. O principal objetivo das reuniões foi colher subsídios e informações junto à sociedade e agentes para as matérias em análise nos módulos, bem como oferecer aos interessados a oportunidade de encaminhamento de seus pleitos, opiniões e sugestões relativas aos assuntos em questão.

A Tabela 3.6 permite a verificação do número de participações e contribuições dos agentes externos e da ANEEL nas principais reuniões para elaboração do PRODIST.

Tabela 3.6 - Participações e contribuições dos agentes externos e da ANEEL nas reuniões para elaboração do PRODIST (ANEEL, 2002).

EVENTO	LOCAL	DATA	NÚMERO DE AGENTES	CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS
MÓDULO 2				
Discussão das Premissas	São Paulo	13/07/2005	70	-
Discussão da 1ª versão	São Paulo	03/10/2005	47	109
MÓDULO 3				
Discussão das Premissas	Belo Horizonte	15/04/2005	34	-
Discussão da 1ª versão	Belo Horizonte	09/06/2005	76	426
Workshop Internacional	Brasília	14/09/2005	140	145
MÓDULO 4				
Discussão de Premissas	Vários*	08/07/2005	53	-
Discussão da 1ª versão	Belo Horizonte	22/09/2005	45	192
Reuniões com O N S	Rio de Janeiro	29/07/2005	20	-
MÓDULO 5				
Discussão das Premissas	São Paulo	27/07/2005	15	-
Reunião Técnica com CCEE	São Paulo	02/08/2005	12	-
Discussão 1ª versão	Rio de Janeiro	11/10/2005	56	398
Reunião Fabricantes Medidores	São Paulo	20/10/2005	30	-
MÓDULO 8				
Discussão de Premissas ²	São Paulo	11/07/2005	70	-
Discussão 1ª versão	São Paulo	31/08/2005	53	239
TOTAL			721	1509
(*) - foram feitas visitas ao ONS, CEMIG, COELBA e CPFL.				

Além das reuniões supracitadas, disponibilizou-se no site da Agência um meio para que contribuições fossem enviadas em meio eletrônico. O canal “Fale com o PRODIST” permitia que fossem enviadas perguntas, críticas e sugestões sobre o tema e foi um espaço para debates de idéias e assuntos de interesse do setor de distribuição de energia elétrica contemplados no PRODIST.

Durante todo o processo de elaboração do PRODIST, com o objetivo de dar publicidade às atividades relacionadas ao documento, foram disponibilizados no site da ANEEL as premissas, as versões preliminares e as versões finais de cada Módulo. Além disso, para os colaboradores da Agência, no espaço destinado à SRD na Intranet, também foram disponibilizadas informações sobre os Procedimentos.

Destaca-se que, além dos servidores da SRD que supervisionaram e contribuíram com o PRODIST, 49 profissionais do Consórcio PROCEDI5 foram os responsáveis pela elaboração dos oito módulos do Documento, conforme a seguir:

- Promon Engenharia e Promon Tecnologia: 10 profissionais;
- Fupai: 14 profissionais;
- Con Energia: 21 profissionais;
- Advocacia Waltenberg: 4 profissionais.

Segundo informações fornecidas pelos integrantes do Consórcio, foram despendidas cerca de dezesseis mil novecentos e trinta horas de trabalho aplicadas na elaboração do PRODIST, distribuídas da seguinte forma:

- Execução: 11.760 horas;
- Coordenação de módulos: 1.470 horas;
- Coordenação geral: 800 horas;
- Gerenciamento: 2.900 horas.

3.6 COMISSÃO DE TRABALHO

Após a entrega da versão pelo consórcio, em dezembro de 2005, a SRD desenvolveu processo de revisão e encaminhou o documento à Procuradoria Federal junto a ANEEL,

conforme os trâmites e práticas da Agência. O objetivo era análise dos requisitos legais que envolviam o Documento. A Procuradoria Federal, por meio do Núcleo de Processos Punitivos, sugeriu adequações de forma e conteúdo nos Módulos.

Diante disso, com o objetivo de adequar e inserir eventuais ajustes nos Módulos do PRODIST, propôs-se à Diretoria Colegiada da Agência a constituição de comissão de trabalho com fim específico, duração determinada e com participação de empregados de empresas sob regulamentação ou fiscalização da ANEEL (ANEEL, 2002).

A criação de comissões de trabalho está embasada no parágrafo único, Art. 10º da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, que permite à ANEEL requisição de empregados de empresas sob sua regulamentação ou fiscalização para lhe prestar serviço, desde que ocorra participação em *“comissões de trabalho criadas com fim específico, duração determinada e não integrantes da estrutura organizacional da autarquia”*.

Em 30 de janeiro de 2007, na 4ª Reunião de Gestão Administrativa Ordinária, a Diretoria decidiu, por unanimidade, pela edição de Portaria de criação da Comissão de Trabalho supracitada. Então, de acordo com deliberação da Diretoria, o Boletim Administrativo nº 02/2007, de 01 de março de 2007, publicou a Portaria ANEEL nº 507/2007, instituindo Comissão de Trabalho composta por três representantes da SRD, um representante da ABRADÉE, um representante da Companhia Piratininga de Força e Luz – CPFL e outro da Companhia Paranaense de Energia Elétrica - COPEL.

A instalação da Comissão de Trabalho ocorreu em 08 de março de 2007, quando se realizou a primeira reunião com todos os integrantes designados. Nesta oportunidade, foram propostos os trabalhos da Comissão, definindo os objetivos, as etapas a serem cumpridas e o cronograma das atividades. Para o desenvolvimento dos trabalhos, as reuniões da Comissão totalizaram 8 encontros presenciais, quando foram realizadas leitura e análise dos Módulos técnicos que compõem o PRODIST. A Tabela 3.7 ilustra as datas e durações aproximadas das reuniões.

Tabela 3.7 - Reuniões presenciais da Comissão de Trabalho (ANEEL, 2002).

Reunião	Data	Duração Aproximada
1	08/03/2007	04h00min
2	22/03/2007	07h15min
3	29/03/2007	06h15min
4	12/04/2007	06h30min
5	26/04/2007	07h30min
6	27/04/2007	06h30min
7	10/05/2007	06h30min
8	11/05/2007	04h30min

Considerando-se que foi fixado prazo de 90 (noventa) dias para conclusão dos trabalhos (a contar da publicação da Portaria), o término do oficial das atividades da Comissão ocorreu dia 29 de maio. Posteriormente, no dia 2 de julho de 2007, as versões dos Módulos, contemplando os ajustes realizados pela Comissão, foram publicadas na página eletrônica da ANEEL na internet.

Destaca-se que a participação de empregados de empresas sob regulamentação ou fiscalização da ANEEL ocorreu no sentido de fornecer subsídios aos fins específicos da Comissão de Trabalho, cujos produtos e decisões finais, em especial atos normativos e determinações a agentes setoriais, foram consolidados e redigidos somente por servidores da Agência.

As atividades da Comissão serviram de embasamento para a adequação dos Módulos e para a elaboração da minuta de Resolução necessária à aprovação dos PRODIST. Porém, destaca-se que as conclusões presentes nos trabalhos da Comissão não refletem, necessariamente, as versões finais dos Módulos encaminhadas para a apreciação da Procuradoria Federal da ANEEL e posterior deliberação Diretoria Colegiada da Agência.

Por fim, já em novembro de 2007, a SRD expediu Nota Técnica, com objetivo de subsidiar a diretoria colegiada da ANEEL na análise dos Procedimentos, apontando os principais pontos de destaque, as inovações e os impactos regulatórios do documento. Na Nota Técnica foi solicitada a instauração do processo de Audiência Pública para

recebimento de contribuições e conseqüente aperfeiçoamento das disposições presentes no PRODIST.

3.7 AUDIÊNCIA PÚBLICA (AP nº 014/2008)

No dia 19 de fevereiro de 2008, na 6ª Reunião Pública Ordinária de 2008, a diretoria colegiada da ANEEL, por unanimidade, decidiu instaurar processo de audiência pública com período de 60 dias para envio de contribuições e com sessão presencial, com vistas a colher subsídios ao estabelecimento do PRODIST. Nesse sentido, foi aberta a Audiência Pública nº 014/2008, com período para envio de contribuição de 20 de fevereiro a 18 abril e com realização da sessão ao vivo - presencial no dia 23 de abril de 2008 (ANEEL, 2002).

Além dos oito módulos, a Audiência Pública disponibilizou para análise e contribuições uma minuta de resolução normativa. A minuta de resolução, além aprovar os módulos, continha alguns dos principais itens normativos de cada módulo, destacados de forma a evidenciar macro temas determinativos contidos nos Procedimentos.

Encerrado o período contribuições, a ANEEL recebeu 1661 contribuições de 52 diferentes agentes, contemplando sugestões de distribuidoras, associações setoriais, órgãos institucionais setoriais, consumidores, universidades, consultores, entre outros, conforme listado na Tabela 3.8.

Tabela 3.8 - Lista de agentes que enviaram contribuições à AP 014/2008 (ANEEL, 2002).

Nº	Nome	Empresa
1	Abiape	Associação Brasileira dos Investidores em Autoprodução de Energia Elétrica
2	Abinee	Associação Brasileira da Indústria Elétrica e Eletrônica
3	Abrace	Associação Brasileira de Grandes Consumidores Industriais de Energia
4	Abraceel	Associação Brasileira dos Agentes Comercializadores de Energia Elétrica
5	Abradee	Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica
6	Abraget	Associação Brasileira de Geradoras Termelétricas
7	AES Eletropaulo	AES Eletropaulo
8	AES Sul	AES Sul
9	Afonso Henriques M. Santos	Professor/Consultor - Universidade Federal de Itajubá
10	Anace	Associação Nacional dos Consumidores de Energia
11	Anselmo Elias Alvarenga	Companhia Vale do Rio Doce
12	Antonio A. C. Arruda	Consumidor
13	Antonio Cezar Jannuzzi	Consumidor
14	Apine	Associação Brasileira dos Produtores Independentes de Energia Elétrica
15	Carlos Infantino Martins	Célere Projetos Inteligentes e Consultoria em Engenharia.
16	CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE
17	CEB	CEB
18	Celpe	Celpe
19	Cemar	Cemar
20	Cemig	Cemig
21	César Lapa	CCK Automação
22	CESP	CESP
23	Cigré Brasil	Comitê de Estudos de Desempenho de Sistemas
24	Copel Distribuição	Copel Distribuição
25	Corsan-RS	Companhia Riograndense de Saneamento
26	CPFL Energia	CPFL Energia
27	Endesa Brasil	Endesa Brasil
28	Energias do Brasil	Energias do Brasil
29	Fecoergs	Federação das Cooperativas de Energia, Telefonia e Desenvolvimento Rural do RS
30	Força & Luz Engenharia	Força & Luz Engenharia
31	Gestal	Gestal - Gestão de Energia e Utilidades
32	Grupo Energisa	Grupo Energisa
33	Grupo Rede	Grupo Rede
34	GSI	GSI Engenharia e Consultoria
35	Infracoop	Confederação Nacional das Cooperativas de Infra-Estrutura
36	Jorge Hasegawa	Consumidor
37	José Américo Pieroni Neto	Produtos Roche Químicos e Farmacêuticos S/A
38	Leonardo Luiz da Silva	Consumidor

39	Light SESA	Light SESA
40	Marcos Gonçalves da Silva	Celupa Industrial de Celulose e Papel Guaíba Ltda
41	ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
42	Paulo Rogério dos Santos	Cummins Brasil Ltda.
43	Pedro Kretchetoff	Ford Motor Company Brasil Ltda.
44	Petrobras	Petrobras
45	Schneider Electric Brasil	Schneider Electric Brasil
46	Sérgio Moisés Rausch	UNIPAR - União de Indústrias Petroquímicas S/A-
47	Silvio Moscar Filho	Cooperativa de Produção Industrial de Trabalhadores em Conformação de Metais
48	SSE -SP	Secretaria de Saneamento e Energia do Estado de São Paulo
49	UFBA	Universidade Federal da Bahia
50	Vagner Espigoti	Artes Gráficas e Editora Sesil Ltda
51	Wanir José de Medeiros Jr.	SANEAGO – Saneamento de Goiás S/A
52	Workwind Turbinas Eólicas	Workwind Turbinas Eólicas

Além servidores da ANEEL, 90 pessoas estiveram presentes durante a realização da sessão ao vivo-presencial, quando foram realizadas 41 exposições orais com apresentação de comentários e contribuições.

Sobre a análise de contribuições, entre as 1661 sugestões recebidas, 352 foram aceitas e 261 foram parcialmente aceitas, com as respectivas implicações inseridas nos Módulos. A ANEEL disponibilizou o Relatório de Análise de Contribuições, contemplando o exame e a decisão sobre o aproveitamento de cada uma das contribuições recebidas por meio da AP 014/2008. A Tabela 3.9 quantifica a decisão sobre o aproveitamento das contribuições em cada um dos oito Módulos.

Tabela 3.9 - Quantitativo de contribuições recebidas por meio da AP 014/2008 (ANEEL, 2002).

Módulo do PRODIST	Contribuições			
	Aceita	Parcialmente Aceita	Não Aceita	Total por Módulo
Módulo 1	20	5	36	61
Módulo 2	50	37	94	181
Módulo 3	77	68	420	565
Módulo 4	51	19	38	108
Módulo 5	77	49	145	271
Módulo 6	4	7	4	15
Módulo 7	9	27	92	128
Módulo 8	63	45	223	331
Resolução	0	0	1	1
Total do PRODIST	352	261	1048	1661

Após a análise de todas as contribuições, o processo do PRODIST foi encaminhado para análise da Diretoria Colegiada da ANEEL, com vistas à deliberação da minuta de resolução e dos oito módulos dos Procedimentos de Distribuição.

Assim, em 16 de dezembro 2008, na 49ª Reunião Pública Ordinária da Diretoria de 2008, a Diretoria decidiu aprovar os Procedimentos de Distribuição – PRODIST. Porém, ficou vencido o Diretor-Geral Jerson Kelman apenas no tocante a aplicação de novos valores para os indicadores de continuidade individuais DIC e FIC.

A Diretoria decidiu, ainda, estabelecer prazo de seis meses para que a área técnica da Agência apresentasse à diretoria suas conclusões acerca do formato do CUSD proposto no Módulo 3, da metodologia consolidada para redimensionamento do DIC, FIC e DMIC e critérios que orientem de maneira mais precisa a formação dos conjuntos de consumidores para efeito de DEC e FEC.

Durante a reunião, consolidando todo o processo de debate que caracterizou a elaboração do Documento, houve sustentação oral por parte dos representantes da Associação Brasileira de Geradoras Termelétricas – ABRAGET, da ABRADDEE, Companhia de Eletricidade do Tocantins – CELTINS, Centrais Elétricas Matogrossenses S.A. – CEMAT, Companhia Energética de Minas Gerais – CEMIG,

ELEKTRO Eletricidade e Serviços S.A., Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D e Companhia Paulista de Força e Luz – CPFL.

Com a deliberação da diretoria da ANEEL, foi editada a Resolução Normativa nº 345, de 16 de dezembro de 2008, aprovando a primeira versão dos Procedimentos de Distribuição. A Resolução foi publicada no Diário Oficial da União no dia 31 de dezembro de 2008 e, com isso, os Procedimentos de Distribuição efetivamente entraram em vigor.

Diante da publicidade adotada e diante da abertura para o debate e participação na elaboração dos documentos, o PRODIST foi concluído de forma harmônica com os demais regulamentos aprovados pela Agência. Além do processo instaurado pela Audiência Pública 014/2008, o PRODIST foi tema de várias reuniões entre diferentes agentes, incorporando diversas contribuições para aperfeiçoamento dos Módulos.

4 OS MÓDULOS DO PRODIST

4.1 INTRODUÇÃO

O presente capítulo descreve o conteúdo do PRODIST com enfoque em cada um dos oito módulos. O enfoque é voltado para a primeira versão vigente do PRODIST, aprovada pela Resolução Normativa nº 345/2009 (ANEEL, 2008b). Assim, são apresentadas a composição, a descrição e as informações dos módulos, destacando as principais contribuições e inovações de cada parte do documento.

Cabe ressaltar que, posteriormente à entrega da versão pelo Consórcio PROCEDI5, em análise interna, a ANEEL optou por reestruturar o Módulo 7, que originalmente tratava de metodologia para revisão e atualização dos PRODIST. Por considerar que o processo de revisão e atualização de regulamentos já existia dentro da ANEEL, concluiu-se que o conteúdo desse Módulo não era adequado.

Assim, antes da abertura do AP nº 014/2008, o Módulo 7 foi totalmente modificado e o tema que anteriormente era abordado pela Seção 8.3 - Perdas Técnicas (presente na minuta do Módulo 8) foi transferido para a versão final do Módulo 7, agora intitulado “Cálculo de Perdas na Distribuição”.

Diante disso, O PRODIST é composto de seis Módulos técnicos: Planejamento da Expansão do Sistema de Distribuição (Módulo 2), Acesso ao Sistema de Distribuição (Módulo 3), Procedimentos Operativos do Sistema de Distribuição (Módulo 4), Sistemas de Medição (Módulo 5), Cálculo de Perdas na Distribuição (Módulo 7) e Qualidade da Energia Elétrica (Módulo 8). Além disso, compõem os Procedimentos outros dois Módulos denominados Módulos Integradores: Introdução (Módulo 1) e Informações Requeridas e Obrigações (Módulo 6).

A Figura 4.1 apresenta a composição do PRODIST, ilustrando os oito módulos.

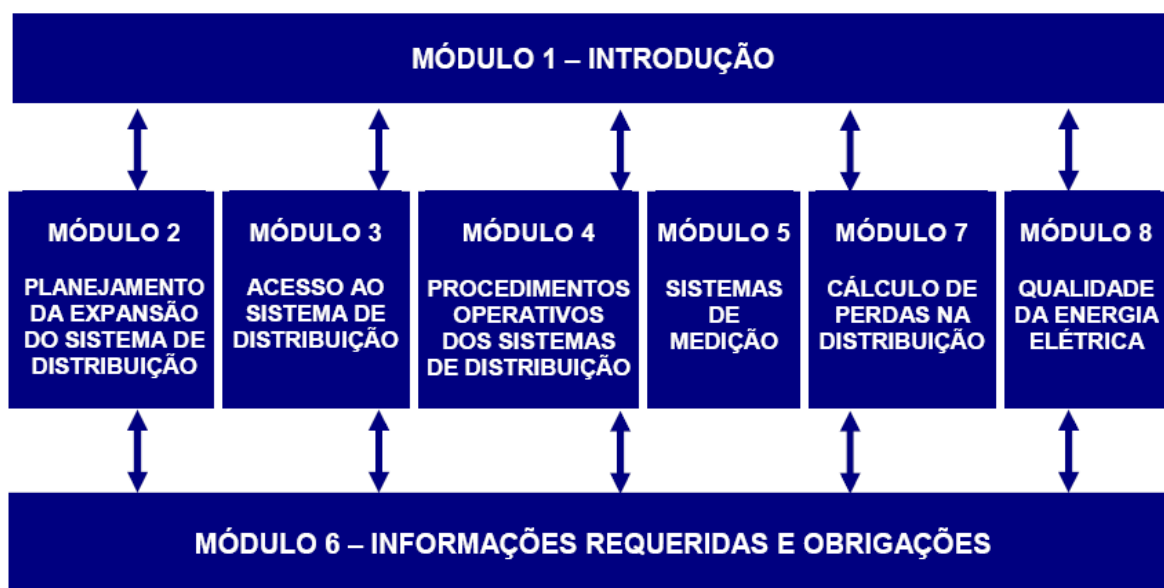


Figura 4.1 – Ilustração da composição do PRODIST.

Conforme comentado, a Resolução Normativa nº 345/2008 foi o ato responsável pela aprovação da primeira versão do PRODIST. A Resolução, além aprovar os documento, continha alguns dos principais itens normativos de cada módulo, destacados de forma a evidenciar macro temas determinativos/normativos contidos nos Procedimentos.

Assim, a conteúdo apresentado a seguir se refere à primeira versão do PRODIST, ainda que a primeira revisão tenha feito algumas mudanças.

4.2 MÓDULO 1 – INTRODUÇÃO

O primeiro módulo dos Procedimentos de Distribuição, Módulo 1, apresenta os objetivos gerais do documento, que são, entre outros, promover o livre acesso às redes de distribuição e a expansão, operação e manutenção do sistema de distribuição, visando a confiabilidade, segurança, eficiência e qualidade observando, no que couber, os Procedimentos de Rede e outros regulamentos.

Também estão presentes no Módulo 1, a estrutura do PRODIST (breve descrição de todas as seções de cada um dos Módulos), a legislação vigente que disciplina as atividades de distribuição de energia elétrica, as responsabilidades e as sanções dos agentes. Por fim, é apresentado o glossário de termos técnicos do PRODIST, principal item desse Módulo.

O primeiro módulo é composto pelas três seguintes seções:

4.2.1 Seção 1.0 - Objetivos Gerais

Essa seção define as finalidades e propósitos gerais, bem como a estrutura do PRODIST e os agentes a ele subordinados. Nessa seção são discriminados os principais objetivos, a aplicabilidade e é apresentada a composição do PRODIST. A seção também apresenta um quadro com as principais entidades do setor elétrico brasileiro e descreve suas atribuições básicas.

Com relação às situações disciplinadas pelos Procedimentos de Distribuição, a subseção “Aplicabilidade” disciplina o relacionamento entre os agentes setoriais no que se refere aos sistemas elétricos de distribuição. Também nesta subseção é definido o âmbito de aplicação, mencionando os objetos e situações que disciplinam os agentes envolvidos no sistema de distribuição do setor elétrico que estarão subordinados aos Procedimentos de Distribuição, entre os quais estão:

- concessionárias, permissionárias e autorizadas dos serviços de geração distribuída e de distribuição de energia elétrica;
- consumidores de energia elétrica com instalações conectadas ao sistema de distribuição, em qualquer classe de tensão (BT, MT e AT), inclusive consumidor ou conjunto de consumidores reunidos por comunhão de interesses de fato, ou de direito;
- agente importador ou exportador de energia elétrica conectados ao sistema de distribuição.

Finalizando a Seção 1.0, são descritos, de forma resumida e objetiva, todos os oito módulos, quando são apresentadas uma síntese de cada uma das seções que os constituem.

4.2.2 Seção 1.1 - Fundamentos, responsabilidades e sanções

Iniciando a seção, é apresentado um resumo dos fundamentos que justificam a elaboração dos Procedimentos de Distribuição, a partir da evolução institucional do setor elétrico brasileiro. Nesta etapa da seção é apresentado um breve histórico que

motivou a criação e o estabelecimento do PRODIST, sendo comentadas as propostas do Projeto RESEB entre outros itens.

Em caráter geral, a seção indica as principais responsabilidades dos agentes de distribuição com relação ao PRODIST. Já as responsabilidades dos agentes de distribuição com relação às ações técnicas estão estabelecidas e detalhadas nos módulos técnicos.

A seção 1.1 ainda comenta sobre as penalidades e respectivo processo punitivo decorrentes do descumprimento das obrigações estabelecidas nos módulos técnicos do PRODIST. Nesta etapa do texto o Módulo se remete à Resolução nº 63, de 12 de maio de 2004, resolução responsável pela aprovação dos procedimentos para imposição de penalidades aos concessionários, permissionários, autorizados e demais agentes de instalações e serviços de energia elétrica.

Por fim, a seção apresenta o Anexo I – “Relação entre a legislação e os módulos”, que apresenta uma série de leis, decretos e resoluções com as respectivas relações com os módulos integrantes do PRODIST.

4.2.3 Seção 1.2 – Glossário de termos técnicos do PRODIST

A última seção do Módulo 1, Seção 1.2, é a de maior volume no módulo e apresenta as definições para os termos técnicos utilizados no PRODIST. O glossário de termos técnicos apresenta uma lista, em ordem alfabética, de termos e expressões resultantes dos vários módulos constituintes do PRODIST, com as suas respectivas definições.

O objetivo do glossário é a criação, formalização e organização da terminologia utilizada nos Procedimentos, permitindo a fácil consulta pelos interessados e procurando garantir a consistência dos conceitos apresentados no Documento. Participam do glossário de termos técnicos 426 expressões e termos utilizados nas várias atividades vinculadas à distribuição de energia elétrica.

Além de se basear em termos divulgados em resoluções e documentos oficiais da ANEEL, é importante destacar que esse glossário se fundamenta no glossário disponível

no sítio eletrônico da Agência, nos glossários das resoluções da Agência, do Ministério de Minas e Energia – MME e, particularmente, com o módulo similar dos Procedimentos de Rede (Módulo 20).

4.3 MÓDULO 2 - PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO

O Módulo 2 estabelece os procedimentos para o planejamento da expansão de médio e longo prazo dos sistemas das distribuidoras. Assim, além de estabelecer os requisitos mínimos e informações necessárias para os estudos de planejamento do sistema de distribuição, o Módulo define critérios básicos para troca de informações entre os diversos agentes envolvidos no planejamento do sistema elétrico de distribuição.

Entre os destaques do Módulo 2, podem ser citados o emprego de base de dados geoprocessados para fins regulatórios, a utilização de curvas de carga para subsidiar a definição de tarifas de uso, a metodologia de estudos de planejamento e o Plano de Desenvolvimento da Distribuição – PDD. Assim, destaca-se a importância do Módulo 2 nos processos de regulação técnica e econômica realizados pela ANEEL.

Pode-se considerar que o Módulo 2, por apresentar requisitos mínimos e diretrizes básicas, se constitui em documento orientativo para as atividades de planejamento. Porém, alguns pontos são determinativos, especialmente aqueles itens do que foram destacados na Resolução Normativa nº 345/2008, ato que aprovou o PRODIST. Assim, o objetivo do Módulo não é determinar estritamente como as atividades de planejamento sejam realizadas, mas sim disciplinar que o planejamento seja feito.

O primeiro dos módulos técnicos possui quatro seções que contemplam os itens de planejamento:

4.3.1 Seção 2.0 - Introdução

A seção introdutória é breve e contém os objetivos gerais, a abrangência e a estrutura do Módulo. Ao fim da seção, é apresentado um fluxograma que ilustra o conteúdo que compõe o Módulo 2.

4.3.2 Seção 2.1 - Previsão de demanda

A seção define as bases sobre as quais as distribuidoras devem desenvolver os estudos de previsão da demanda, compreendendo periodicidade, horizontes de abrangência, coleta de informações e pontos de interesse para a realização das projeções. As regras dispostas nesta seção são aplicáveis às distribuidoras, as quais, para cumprimento das obrigações estabelecidas nesse módulo, necessitam das informações dos acessantes conectados em seus sistemas de distribuição.

Contido nesta seção, um ponto de destaque no Módulo 2 é o comando inovador para que as distribuidoras implantem sistema de georeferenciamento dos dados de seu sistema de distribuição. Assim, um destaque desse Módulo é o comando para que as distribuidoras mantenham, em Sistema de Informações Geográficas – SIG, as informações de parâmetros elétricos, estruturais e topologia dos sistemas de distribuição de alta, média e baixa tensão, bem como as informações de todos os acessantes, inclusive a localização em dados geográficos associados. Nesse sentido, para as informações que deverão ser disponibilizadas para a ANEEL, a Agência deve definir a forma de envio das informações, incluindo a formatação dos dados geoprocessados e os protocolos eletrônicos de comunicação. Entre essas informações, o PRODIST prevê a necessidade de vinculação dos dados aos sistemas de controle patrimonial e registros contábeis da distribuidora.

O SIG constitui ferramenta importante para a redução da assimetria de informação entre o Órgão Regulador e as distribuidoras. Por meio desse sistema, as áreas de fiscalização da Agência podem realizar inspeção de dados de modo mais seguro e consistente. O sistema georeferenciado viabiliza a determinação de informações precisas, que entre outros fins, são necessárias a processos de regulação realizados ANEEL, como, por exemplo, cálculo de perdas técnicas do sistema de distribuição, formação de conjuntos de unidades consumidoras e controle patrimonial. Já para as distribuidoras, o sistema de georeferenciamento aprimora a gerência das empresas e até mesmo operação da rede, se revelando um instrumento rico de informações e comparações, tanto para a área comercial quanto para área técnica.

Dentre os procedimentos gerais estabelecidos nesta seção, podem ser destacados os comandos para que a previsão de demanda seja compatível com os planos diretores municipais e os planos regionais de desenvolvimento e a previsão de demanda deve considerar as solicitações de acesso e os pedidos de fornecimento.

A seção 2.1 estabelece os procedimentos para elaboração dos estudos de previsão de demanda no Sistema de Distribuição de Alta Tensão – SDAT, que considera informações necessárias ao planejamento das linhas e subestações que têm uma interação direta com a rede básica, com as DITs, com outras distribuidoras, com geradores e com grandes consumidores. São estabelecidos requisitos para a elaboração dos estudos de previsão de demanda, citando o horizonte de previsão de dez anos, devendo um novo estudo ser realizado a cada ano. As estimativas de carga devem ser realizadas para um cenário de referência e a carga deve ser apresentada em patamares de carga leve, média e pesada.

Também são estabelecidos os procedimentos para elaboração dos estudos de previsão de demanda no Sistema de Distribuição de Média Tensão – SDMT, considerando as informações necessárias ao planejamento das redes e linhas de distribuição, além de permitir avaliar o volume de obras necessárias ao seu reforço, ampliações e correções. Neste caso deve ser considerado horizonte de previsão de cinco anos e a previsão deve ter caráter espacial, associada às áreas representativas. A carga deve ser caracterizada, em patamares, para os períodos de ponta e fora de ponta. Para os estudos em SDMT, a seção estabelece que a conexão de geração distribuída deve ser considerada.

Outra inovação deste módulo é que as previsões de demanda para os barramentos primários das subestações de distribuição devem levar em consideração cenários de evolução tecnológica, além de considerar programas específicos de eficiência energética da distribuidora.

Dentro dessa seção, uma subseção que merece destaque é “*Caracterização da carga e do sistema elétrico*”. Nesta etapa do módulo é estabelecido que as distribuidoras devem caracterizar a carga de suas unidades consumidoras e o carregamento de seus transformadores, por meio de informações oriundas de campanhas de medição.

Durante a elaboração do PRODIST, em minutas do Módulo 2, era determinado que as distribuidoras deveriam manter serviço permanente de caracterização da carga, em substituição às campanhas de medição. Também nas versões preliminares, os medidores permanentes seriam vinculados à monitoração de índices de qualidade, tais como harmônicos, desequilíbrio de tensão, flutuação de tensão e variação de tensão de curta duração, definidos no Módulo 8.

Devido às diversas contribuições recebidas, a exigência pela medição permanente foi abandonada, passando a ser regulamentada a realização de campanhas periódicas. Ademais, o disposto na versão final do módulo não vincula as campanhas de medição ao levantamento dos distúrbios de qualidade citados.

Destaca-se que a caracterização de carga e do carregamento é etapa constituinte do cálculo das Tarifas de Referência necessárias para a revisão das Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição - TUSD das distribuidoras em processo de revisão tarifária periódica. Ademais, os dados oriundos das campanhas podem ser informações auxiliares para cálculo de perdas técnicas.

Para a definição das campanhas, o Módulo estabelece que as amostras devam ter base estatística consolidada e o nível de erro aceitável. A definição das amostras por estrato deve obedecer à equação definida no próprio Módulo.

Conforme dispõe a Seção 2.1, para a caracterização da curva de carga, as distribuidoras devem realizar medições em todas as unidades consumidoras com instalações conectadas em tensão igual ou superior a 69 kV e por amostragem nos demais níveis de tensão. Ainda fica estabelecido que devem ser considerados os diversos segmentos de unidades consumidoras, conforme modalidades tarifárias, classes de unidades consumidoras e faixas de consumo. As medições realizadas em unidades consumidoras e em transformações deverão ser representadas por curvas de carga típicas.

4.3.3 Seção 2.2 – Critérios e estudos de planejamento

A seção 2.2 indica os principais critérios e tipos de estudos necessários para avaliar e definir as futuras configurações do sistema de distribuição, ou seja, a seção especifica os

critérios e estudos técnicos e econômicos que devem ser observados para o planejamento da expansão dos sistemas de distribuição, além de subsidiar a definição dos pontos de conexão dos acessantes.

Para SDAT, o objetivo do planejamento é definir um plano de obras para o horizonte de estudo, visando adequar o sistema existente às melhores condições operativas e atender as necessidades do crescimento da geração e do consumo de energia elétrica. Os estudos de planejamento do SDAT contemplam dois horizontes: Planejamento de curto e médio prazo (cinco anos) e Planejamento de longo prazo (dez anos).

No planejamento do SDAT devem ser considerados critérios econômicos, ambientais e de segurança, além de aspectos como carregamento para operação normal ou em contingência, tensão para operação normal ou em contingência e qualidade do produto e serviço. Além dos critérios anteriores a distribuidora poderá considerar outros, como, por exemplo, perdas, vida útil de equipamentos e atualização tecnológica. A seção descreve e explica cada um dos critérios.

Estão definidas nessa seção as diretrizes para estudos de planejamento de curto e médio prazo do SDAT. Tais estudos têm como objetivo detalhar a expansão, ampliação e reforços para o horizonte de cinco anos, de modo a atender os critérios técnicos e econômicos, resultando no Plano de Obras dos próximos dois anos e na definição das ampliações e reforços para os demais três anos.

Para os dois primeiros anos, o objetivo básico do Plano de Obras é a administração racional dos programas de investimento. Já para os demais três anos, a definição das expansões e reforços do horizonte deve observar o estabelecido no Módulo 4 – Ampliações e Reforços na Rede Básica dos Procedimentos de Rede.

A Seção 2.2 estabelece que para o planejamento de curto e médio prazo, devem ser realizados, quando necessários, estudos de fluxo de potência, curto-circuito, estabilidade de tensão e de compensação de potência reativa, transitórios eletromecânicos e eletromagnéticos. Os estudos devem contemplar a análise de desempenho do SDAT em condição normal de operação e em condições de emergência. A seção ainda descreve e explica os estudos, mostrando a aplicação e os objetivos.

Também estão definidas nessa seção as diretrizes para estudos de planejamento de longo prazo, que consiste em estudos de natureza técnica e econômico-financeira. Os estudos de planejamento de longo prazo do SDAT têm como objetivo propor as principais obras de caráter estrutural. O horizonte dos estudos será de dez anos, discretizados em intervalos de cinco anos, sendo que os primeiros cinco anos estão contemplados no planejamento curto e médio prazo. Os estudos devem ser revisados anualmente, incorporando evoluções tecnológicas, novas alternativas e restrições. O resultado dos estudos é a proposição de novas subestações e redes e linhas de distribuição, bem como suas ampliações, e de potenciais pontos de conexão.

Os estudos de planejamento de longo prazo do SDAT, segundo orientações da Seção 2.2, devem abranger condições e configurações a serem analisadas e diagnóstico do SDAT existente, além de contemplar estudos elétricos e energéticos, compreendendo basicamente fluxo de potência, curto-circuito e transitórios eletromecânicos. Os estudos devem realizar análise técnica, econômico-financeira e ambiental preliminar para seleção de alternativas.

Para a realização de estudos de planejamento de longo prazo, além do conhecimento dos dados básicos do sistema de distribuição, a seção estabelece informações do mercado de energia elétrica a ser atendido e da geração prevista. Os estudos devem contemplar a análise de desempenho do SDAT em condição normal de operação e em condições de emergência quando for o caso.

Outra etapa de destaque na Seção 2.2 é o planejamento das Subestações de Distribuição - SED e do SDMT, cuja função é definir a expansão dos alimentadores, a expansão das SED existentes e a localização das novas SED, compondo um conjunto de obras para atender o incremento de carga, observados os critérios técnicos, econômicos e ambientais.

A seção estabelece que os estudos de conexão de acessantes no SDMT devem possuir horizonte dos estudos de cinco anos e das SED é de dez anos, ambos discretizados anualmente. Esses estudos devem ser revisados a cada ano e devem incluir uma avaliação crítica entre o planejado e o realizado no ano anterior. A seção estabelece os

critérios para diagnóstico e as diretrizes para a expansão das SED. Do mesmo modo, estabelece os critérios necessários para diagnóstico e as diretrizes para a expansão do SDMT.

Também estabelecido na seção 2.2, o objetivo do planejamento do Sistema de Distribuição de baixa Tensão - SDBT é definir a expansão das redes secundárias do sistema de distribuição, compondo um conjunto de obras para atender o incremento da carga, observados os critérios técnicos, contábeis e econômicos. O planejamento do SDBT deve definir um plano de obras para um horizonte de cinco anos, visando adequar o sistema existente ao atendimento de novas cargas e às melhores condições operativas.

Por fim a Seção 2.2 estabelece os critérios e especifica os itens para o planejamento conjunto, que tem por objetivo estabelecer as bases necessárias para o relacionamento técnico entre as distribuidoras, no exercício do planejamento em áreas de atuação conjunta ou adjacentes, bem como o relacionamento com as entidades setoriais. Nesta etapa, destaque para a criação da comissão de planejamento conjunto, composta por agentes envolvidos nas áreas de atuação conjunta ou adjacentes.

4.3.4 Seção 2.3 – Plano de Desenvolvimento da Distribuição

A última seção do Módulo 2 apresenta o conteúdo do Plano de Desenvolvimento da Distribuição – PDD, a forma de armazenamento dos dados correspondentes e as condições de envio para a ANEEL. O PDD apresenta o resultado dos estudos de planejamento elétrico e energético da distribuição, baseando-se no planejamento do SDAT, SED, SDMT e SDBT conforme horizontes definidos na seção anterior, devendo conter os seguintes itens:

- Plano de obras do SDAT;
- Plano de obras das SED;
- Plano de obras do SDMT;
- Plano de obras do SDBT;
- Lista de obras realizadas no ano anterior;
- Análise crítica (comparação entre o planejado e o realizado).

É definido que as obras realizadas no ano anterior e o plano de obras devem ser apresentados separadamente: obras no SDAT, de SED, no SDMT e no SDBT. As obras devem ser compostas por módulos definidos pela ANEEL, caracterizados por dados técnicos e operativos e por seu valor unitário.

As obras relativas ao SDMT e ao SDBT podem ser encaminhadas de forma agregada. Já as obras planejadas para o SDAT devem ser relacionadas individualmente, evitando-se qualquer tipo de agregação. As obras devem ser cadastradas por nível de tensão, diferenciando entre redes aéreas e subterrâneas e entre área urbana e rural e devem ser classificadas em expansão das redes elétricas; renovação dos ativos de distribuição; melhoria da qualidade do sistema; obras do Programa Luz Para Todos; ou obras com participação financeira de terceiros.

4.4 MÓDULO 3 – ACESSO AO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO

O Módulo 3 possui como objetivos, estabelecer as condições de acesso aos sistemas de distribuição, compreendendo a conexão e o uso, e definir os critérios técnicos e operacionais, os requisitos de projeto, as informações, os dados e a implementação da conexão, aplicando-se aos novos acessantes bem como aos existentes.

Para isso, o conteúdo do Módulo contempla requisitos e procedimentos aplicáveis às condições gerais de conexão aos sistemas de distribuição, a serem observadas tanto pela acessada quanto pelo acessante. Contempla ainda aspectos relacionados à solicitação e implementação do acesso de instalações de novos acessantes aos sistemas de distribuição, aos padrões técnicos para redes, linhas e subestações de distribuição em tensões inferiores a 230 kV e aos contratos pertinentes.

Entre os destaques do Módulo estão a definição das fases necessárias à obtenção do acesso aos sistemas de distribuição, quando são estabelecidas quatro etapas a serem observadas. Ressalta-se ainda as disposições sobre acesso em instalações de uso exclusivo de unidades geradoras, encargos de conexão e modelos dos contratos.

Tratada como uma seção do Módulo 3, a “Cartilha de Acesso ao Sistema de Distribuição” apresenta os conceitos básicos relativos ao processo de acesso aos sistemas de distribuição componentes do sistema elétrico nacional consolidados no PRODIST.

O Módulo 3, o mais extenso Módulo dos Procedimentos de Distribuição, é composto por oito seções, conforme deposto a seguir.

4.4.1 Seção 3.0 – Introdução

A primeira seção contém os objetivos gerais, o conteúdo, a estrutura e abrangência do Módulo. Especificamente sobre a abrangência, ressalta-se que o conteúdo do Módulo não alcança as Demais Instalações de Transmissão – DIT. Entre os acessantes abrangidos estão unidades consumidoras de energia livres e especiais, centrais geradoras de energia, agentes importadores ou exportadores de energia e outras distribuidoras. Com relação às minutas do Módulo 3, destaca-se que a abrangência do Módulo foi reduzida, tendo em vista que versões precedentes definiam que as disposições se aplicavam a todos os consumidores, incluindo consumidores cativos.

A seção traz item sobre critérios gerais e responsabilidades, abordando brevemente temas como indicadores de desempenho, serviços cobráveis, participação financeira, informações sobre o sistema elétrico, critério de menor custo global, entres outros. Por fim, ainda no item sobre critérios gerais, a seção estabelece que as distribuidoras, de comum acordo com os produtores de energia e o ONS, quando couber, podem estabelecer a operação ilhada de parte do sistema de distribuição. Neste caso, o texto à observância dos procedimentos operativos constantes no decorrer do Módulo 3 e do Módulo 4.

4.4.2 Seção 3.1 - Procedimentos de Acesso

Inicialmente, a Seção descreve as etapas necessárias à obtenção do acesso aos sistemas de distribuição. São quatro etapas a serem observadas pelo acessante e ela acessada: Consulta de Acesso, Informação de Acesso, Solicitação de Acesso e Parecer de Acesso.

Essas etapas disciplinam a relação entre o acessante e a distribuidora acessada, estabelecendo os prazos a serem observados, as informações que devem ser disponibilizadas pelas partes e os requisitos que devem ser atendidos para a viabilização do acesso. O objetivo é criar mecanismos para minimizar dificuldades e eventuais conflitos que existam durante o processo. Assim, foram criados critérios e procedimentos que disciplinem e viabilizem o acesso aos sistemas de distribuição. A Tabela 4.1 apresenta, por tipo de acessante, as etapas a serem cumpridas nos procedimentos de acesso.

Tabela 4.1 - Etapas dos procedimentos de acesso por tipo de acessante (ANEEL, 2008b)

ACESSANTE	ETAPAS A CUMPRIR			
	CONSULTA DE ACESSO	INFORMAÇÃO DE ACESSO	SOLICITAÇÃO DE ACESSO	PARECER DE ACESSO
Consumidor Especial	Opcionais		Necessárias	
Consumidor Livre	Opcionais		Necessárias	
Central Geradora – Registro	Opcionais		Necessárias	
Central Geradora – Autorização	Necessárias		Necessárias	
Central Geradora – Concessão	Procedimento definido no edital de licitação			
Outra Distribuidora de Energia	Necessárias		Necessárias	
Agente Importador/Exportador de Energia	Necessárias		Necessárias	

Conforme ilustra a Figura 4.2, a seção define que a Consulta de Acesso deve ser formulada pelo acessante à acessada com o objetivo de obter informações técnicas que subsidiem os estudos pertinentes ao acesso. Já a Informação de Acesso é a resposta formal e obrigatória da acessada à Consulta de Acesso, com o objetivo de fornecer informações preliminares sobre o acesso pretendido. Já Solicitação de Acesso é o requerimento formulado pelo acessante que, uma vez entregue à acessada, implica a prioridade de atendimento, de acordo com a ordem cronológica de protocolo. Já o Parecer de Acesso é o documento formal obrigatório apresentado pela acessada onde são informadas as condições de acesso (compreendendo a conexão e o uso) e os requisitos técnicos que permitam a conexão das instalações do acessante, com os respectivos prazos.

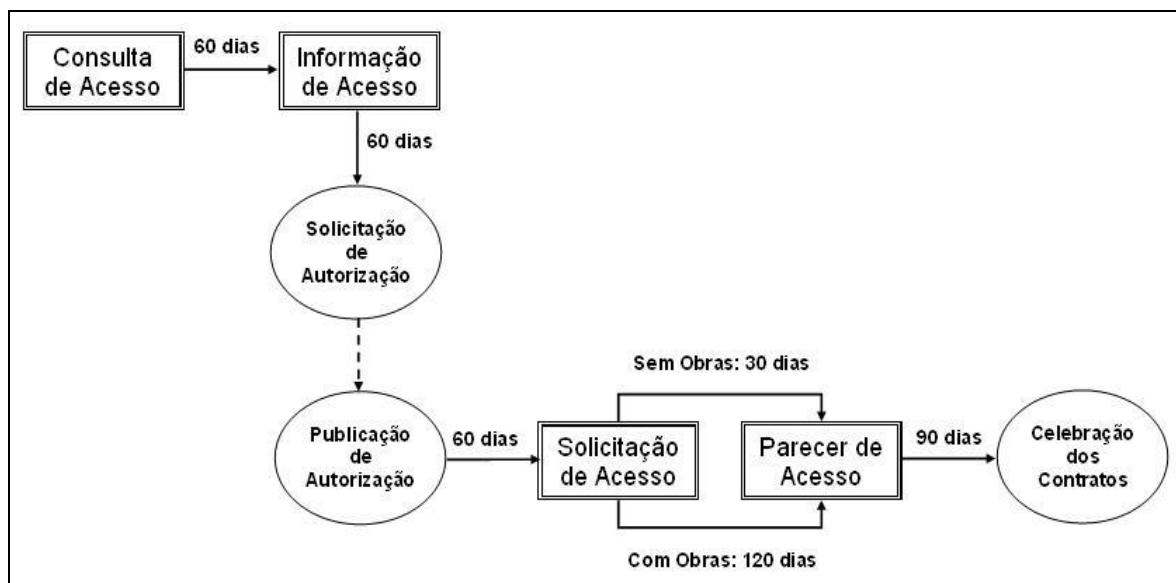


Figura 4.2 - Etapas de acesso obrigatórias para centrais geradoras solicitantes de autorização (ANEEL, 2008b).

Em outra inovação do Módulo, são apresentadas disposições sobre acesso em instalações de uso exclusivo de centrais geradoras, utilizadas ou não de forma compartilhada. Sobre esse item, as contribuições recebidas durante o processo de Audiência Pública versaram principalmente sobre a legalidade do acesso a essas redes de uso exclusivo e da incorporação dessas instalações quando do acesso por distribuidora, como também sobre a forma de cálculo da indenização devida quando da incorporação. Após discussão do tema e com base em Parecer Jurídico emitido pela Procuradoria Federal junto à ANEEL, a versão final do Módulo estabelece a forma em que este acesso se dará segundo dois tipos de acessante: distribuidora e outra central geradora.

O acesso a instalações de interesse restrito de central geradora por distribuidora pode se realizar para atendimento a unidade consumidora, mediante correspondente parecer de acesso, ou por necessidade de expansão do sistema da distribuidora para atendimento a seu mercado próprio, devendo sempre ser justificado pelo critério de menor custo global. Na hipótese deste acesso, a distribuidora deve incorporar as instalações de interesse restrito até o seu correspondente novo ponto de conexão, devendo ressarcir a central geradora proprietária das instalações a ser incorporadas. Segundo consta do Módulo, o ressarcimento devido pela distribuidora à central geradora proprietária deve ser feito pelo Valor de Mercado em Uso – VMU, conforme metodologia de avaliação de

bens e instalações disposta em Resolução da ANEEL e regulamentação superveniente e complementar.

A distribuidora acessante será responsável pela transferência, sempre que se fizer necessária, dos equipamentos constituintes do ponto de conexão de cada central geradora, assim como de seu respectivo Sistema de Medição para Faturamento – SMF. O valor do ressarcimento devido e os referidos custos associados à transferência do ponto de conexão e do SMF devem ser considerados na análise da alternativa de menor custo global de atendimento, assim como devem ser incluídos no custo total da obra para cálculo da participação financeira do consumidor, quando aplicável.

Ademais, em consenso com o estabelecido na Resolução nº 68/2004, o texto do Módulo também dispõe que é garantido o acesso de nova central geradora a instalações de interesse restrito de centrais geradoras que se conectam ao sistema de distribuição, desde que justificado pelo critério de menor custo global. As centrais geradoras deverão celebrar contratos de uso e de conexão de forma individual com a distribuidora acessada. Nesse caso, a nova central geradora deve ressarcir as centrais geradoras proprietárias das instalações existentes que vier a compartilhar, considerada a respectiva depreciação e de forma proporcional ao montante de uso contratado. Entretanto, acordo diferente entre as centrais ainda prevalece como critério inicial de rateio.

Por fim, a Seção 3.1 disciplina que, na avaliação técnica do acesso e para a definição do ponto de conexão das instalações do acessante, a distribuidora deve observar o critério de menor custo global de investimentos. Com isso, o Módulo destaca que, entre as alternativas consideradas para viabilização do acesso, deve ser escolhida a alternativa tecnicamente equivalente de mínimo custo de investimentos, considerando-se as instalações de conexão de responsabilidade do acessante, as instalações decorrentes de reforços e ampliações no sistema elétrico e os custos decorrentes das perdas elétricas no sistema elétrico.

4.4.3 Seção 3.2 - Critérios Técnicos e Operacionais

A seção define critérios técnicos e operacionais mínimos para o desenvolvimento de projetos de acesso aos sistemas de distribuição, abrangendo ampliações e reforços no

sistema de distribuição da acessada, paralelismo de geração distribuída e compartilhamento de instalações de conexão e configurações de barras de subestações.

Assim, os critérios técnicos e operacionais mínimos para o desenvolvimento de projetos de acesso aos sistemas de distribuição são estabelecidos em seção própria. Nesse sentido destacam-se os critérios para definição da tensão de conexão e critérios para estabelecimento do ponto de conexão para unidades consumidoras. Então, primeiramente, a seção apresenta a definição das faixas de tensão de conexão estabelecendo os limites de montante de uso para BT, MT e AT. Nesta etapa, também fica esclarecida a possibilidade da distribuidora estabelecer uma tensão de conexão sem observar os limites definidos no Módulo, quando a unidade consumidora incluir-se em um dos casos citados no texto.

Posteriormente, a seção caracteriza o ponto de conexão como o limite de responsabilidades entre a acessada e o acessante e trata separadamente da conexão de unidades consumidoras e da conexão de unidades produtoras. Em seguida, a Seção traz item com as disposições sobre a definição de unidade consumidora e também são apresentados os itens relativos ao compartilhamento de subestação transformadora.

A Seção apresenta item específico sobre a conexão de unidades consumidoras aos sistemas de distribuição de BT e posteriormente conexão em MT e AT, quando são apresentadas as tensões de conexão padronizadas para BT, MT e AT, entre outros itens. Por fim são apresentados os critérios técnicos e operacionais para conexão de unidades da categoria de produção aos sistemas de distribuição. São apresentados itens sobre paralelismo das instalações do acessante, tensão de conexão, sistema de proteção e condições gerais.

4.4.4 Seção 3.3 – Requisitos de Projeto

Nesta Seção são definidos os requisitos a serem observados pelos acessantes que necessitam elaborar projetos de instalações de conexão. Fica estabelecido que as instalações de conexão devem ser projetadas observando características técnicas, normas, padrões e procedimentos específicos do sistema de distribuição da acessada, além de normas da ABNT. A acessada indicará para o acessante as normas, padrões e

procedimentos técnicos a serem utilizados no projeto das instalações de conexão de uso exclusivo. Basicamente, a Seção é dividida em três grandes partes: redes e linhas de distribuição, subestações e sistemas de proteção e controle para conexão de unidades produtoras.

O item relativo a redes e linhas de distribuição dispõe sobre a capacidade de transporte dos condutores e escolha do traçado, dispondo também sobre cálculo elétrico e cálculo mecânico, que devem ser feitos com base em critérios técnicos e econômicos, conforme normas da ABNT e normas e orientações da acessada. Ainda são tratados dispositivos relativos às travessias e sinalizações, materiais e equipamentos e análise da confiabilidade. Já no item relacionado a subestações e sistemas de proteção, inicialmente fica destacado que o projeto deve apresentar as características técnicas dos equipamentos elétricos, de comunicação e sinalização, das obras civis e da proteção física da subestação.

Para o projeto de uma subestação de AT, a Seção estabelece que devem ser apresentados, no mínimo, alguns itens dentre os quais se destacam o diagrama unifilar simplificado, diagrama unifilar de proteção, medição e supervisão, o arranjo geral (plantas, cortes, detalhes e lista de materiais), a especificação de equipamentos principais e dos painéis. Ainda sobre subestações e sistemas de proteção, a Seção apresenta disposições sobre estrutura ou pórtico de entrada, distâncias de segurança, unidades transformadoras de potência, equipamentos de proteção de sobrecorrente, equipamentos de seccionamento e manobra, pára-raios, transformadores para instrumentos, serviços auxiliares e aterramento.

Já o item sobre sistemas de proteção e controle para conexão de unidades produtoras estabelece as proteções mínimas necessárias para o ponto de conexão de unidades produtoras. São apresentadas tabelas ilustrando as faixas de potência consideradas e as proteções mínimas necessárias para o ponto de conexão. São apresentadas disposições sobre disjuntores, relés de proteção, fusíveis e seccionadores.

4.4.5 Seção 3.4 – Implantação de Novas Conexões

Os objetivos da Seção 3.4 são estabelecer os procedimentos para implementação, vistoria e recepção de novas conexões, compreendendo a sua implantação, acompanhamento e aprovação. Inicialmente são apresentadas as providências e responsabilidades divididas por tipo de agente. Assim, são apresentadas as providências e responsabilidades por parte do acessante e posteriormente por parte da acessada.

Entre as responsabilidades do acessante destaca-se a elaboração do projeto executivo das instalações de conexão, incluindo o ponto de conexão, submetendo-o à aprovação da acessada. Neste caso, existe a opção pela execução direta das obras utilizando-se de terceiros, quando se deve apresentar projeto para a devida aprovação da distribuidora.

Entre as responsabilidades da acessada estão aprovar projeto apresentado pelo acessante, atender às solicitações com vistas à conexão das instalações dos acessantes, em suas diversas modalidades e apresentar ao acessante o orçamento das obras relativas à conexão de sua unidade e o prazo para o seu atendimento. Ainda estão presentes entre as responsabilidades, itens relativos aos prazos para início e conclusão de obras, prazos para vistoria e efetivação da conexão. Também fazem parte da Seção os procedimentos de recepção do ponto de conexão, quando são apresentados os requisitos e critérios para inspeção, ensaios, vistoria e aprovação do ponto de conexão também fazem parte da Seção.

4.4.6 Seção 3.5 – Requisitos para Operação, Manutenção e Segurança da Conexão

A Seção estabelece requisitos para operação, manutenção e segurança das instalações de conexão aos sistemas de distribuição, bem como as atribuições, diretrizes e responsabilidades do acessante e da acessada quanto à operação e a manutenção do ponto de conexão. Os procedimentos apresentados nesta seção se aplicam ao acessante que celebra o CCD com a distribuidora.

O acordo operativo, que faz parte do CCD, é o documento que complementa as definições, atribuições, responsabilidades e procedimentos técnicos e administrativos

necessários ao relacionamento operacional entre as partes. Diretrizes para a elaboração do acordo operativo são apresentadas no Anexo I, da Seção 3.5.

Pelo texto presente na Seção, os procedimentos relativos à manutenção devem incluir instruções sobre inspeção (programada e aleatória), manutenção corretiva, manutenção preventiva e manutenção em linha viva. Sobre os critérios relacionados à segurança da conexão, fica estabelecido que o acessante e a acessada devem estabelecer normas de segurança a serem seguidas pelas equipes envolvidas na operação e manutenção do ponto de conexão, incluindo todos os procedimentos relacionados às rotinas de operação e manutenção e medidas de segurança para a execução de serviços.

As normas para a execução de serviços no ponto de conexão devem incluir regras de comunicação, aterramento temporário do equipamento ou instalação no qual se executará o serviço, chaves de manobra e conjuntos de aterramento, distâncias de segurança, regras de acesso e circulação, sinalização entre outros itens.

A seção também estabelece itens relativos à desconexão e à reconexão de instalações aos sistemas de distribuição, quando são apresentados procedimentos sobre o tema. Sobre a desconexão, o texto estabelece que a distribuidora pode interromper preventivamente, de imediato, o acesso quando verificada a ocorrência de uso à revelia, pelo acessante, de equipamento ou carga susceptível de provocar distúrbios ou danos no sistema de distribuição acessado ou nas instalações de outros acessantes, bem como deficiência técnica ou de segurança de suas instalações internas. A interrupção do acesso pela distribuidora deve ser formalmente justificada em documento escrito.

4.4.7 Seção 3.6 – Contratos

Nesta etapa do Módulo, são apresentadas as diretrizes para elaboração do Contrato de Conexão às Instalações de Distribuição – CCD e do Contrato de Uso do Sistema de Distribuição – CUSD, contratos que estabelecem condições gerais e especiais dos serviços a serem prestados pelas distribuidoras aos acessantes dos sistemas de distribuição, compreendendo condições técnicas e comerciais que devem ser obrigatoriamente observadas pelas partes. Acessante e acessada podem negociar

condições especiais desde que incorporadas as cláusulas correspondentes nos respectivos contratos.

Diferentemente das minutas anteriores do Módulo 3, a versão final não contempla os aspectos relacionados ao Contrato de Adesão, Contrato de Fornecimento e Contrato de Prestação de Serviço de Energia Elétrica para Iluminação Pública – CSIP. Essa alteração é decorrente da mudança de abrangência do Módulo comentada anteriormente.

Desse modo, a Seção estabelece que, quando do acesso a instalações de distribuição, os acessantes devem celebrar CCD e CUSD com a distribuidora acessada. Os contratos devem ser celebrados após a definição do ponto de conexão para as instalações do acessante e a emissão do parecer de acesso pela acessada. Ademais, as centrais geradoras despachadas centralizadamente pelo ONS deverão firmar o Contrato de Uso do Sistema de Transmissão – CUST com este Operador. Nesse caso, a Seção define que os valores de Montante de Uso do Sistema de Distribuição – MUSD constante do CUSD e de Montante de Uso do Sistema de Transmissão – MUST constante do CUST correspondente devem ser equivalentes.

A Seção também traz item específico sobre encargos de conexão, definindo que não deve haver cobrança desses encargos pela distribuidora acessada para realização das atividades de operação e manutenção daquelas instalações de conexão do acessante que, conforme regulamentação específica, façam parte da concessão ou permissão da distribuidora acessada, incluindo os casos de Obrigações Especiais. Ainda relativamente aos encargos de conexão, por livre escolha do acessante, a distribuidora acessada poderá ser contratada para realizar a operação e manutenção das instalações de conexão de propriedade do acessante, devendo ser, neste caso, de livre negociação entre as partes as condições gerais de prestação do serviço e os valores cobrados, mediante celebração de contrato específico.

Outro item presente na Seção diz respeito à contratação de reserva de capacidade do sistema de distribuição e, nas minutas, o Módulo trazia inovações sobre o assunto. Porém, com a atualização da Resolução Normativa nº 371/1999 (resolução que trata do tema) tais inovações não se fazem mais necessárias e o texto da seção remete o detalhamento da contratação de reserva de capacidade à essa Resolução.

Por fim, a seção apresenta modelos dos contratos de conexão (CCD) e para o contrato de uso (CUSD). Os modelos de CCD e CUSD contemplam cláusulas especiais, devidamente destacadas, para atender às especificidades de alguns acessos e do tipo de acessante (produtor de energia, consumidor de energia ou outros).

4.4.8 Seção 3.7 – Cartilha de Acesso ao Sistema de Distribuição

A “Cartilha de Acesso ao Sistema de Distribuição” apresenta os conceitos básicos relativos ao processo de acesso aos sistemas de distribuição componentes do sistema elétrico nacional e consolidados no PRODIST. A Cartilha está estruturada na forma de perguntas e respostas, e, de uma forma geral, abrange as principais questões levantadas pelos acessantes, orientando para os procedimentos a serem adotados para a consolidação do acesso aos sistemas de distribuição. Na parte final da Cartilha encontra-se um breve glossário com os termos mais utilizados no documento, sendo que um glossário mais abrangente é disponibilizado no Módulo 1.

4.5 MÓDULO 4 – PROCEDIMENTOS OPERATIVOS DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO

Contendo 7 seções, o Módulo 4 propõe os procedimentos de operação dos sistemas de distribuição, de forma que os agentes possam formular os planos e programas operacionais dos sistemas de distribuição, incluindo previsão de carga, programação de intervenções em instalações, controle da carga em contingências e do controle da qualidade do suprimento. Além disso, é estabelecida a uniformidade de procedimentos para o relacionamento operacional entre os centros de operação. Os requisitos mínimos de recursos de comunicação entre os órgãos de operação também são definidos.

Destaca-se, nesse Módulo, o aspecto da compatibilidade dos dados de projeção de demanda e seus respectivos horizontes envolvidos, assim como os aspectos considerados na determinação de planos de contingência de restrições no suprimento ao sistema de distribuição com as necessidades requeridas pelo ONS. Conforme já comentado, na elaboração deste módulo foram realizadas reuniões internas com colaboradores da ANEEL e reuniões com público externo. Além disso, foram feitas

visitas técnicas às concessionárias de distribuição e também ao ONS, que participou da elaboração do Módulo.

A Figura 4.3 ilustra a abrangência dos Procedimentos de Rede e do Módulo 4 do PRODIST.

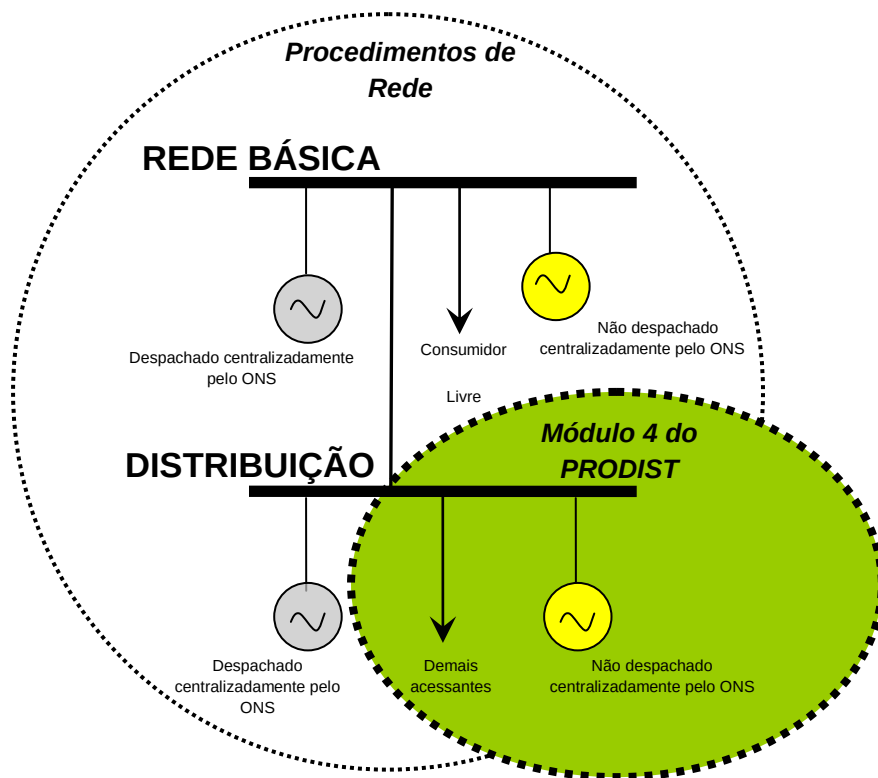


Figura 4.3 – Esquemático com abrangência dos Procedimentos de Rede e do Módulo 4 do PRODIST.

4.5.1 Seção 4.0 - Introdução

A seção introdutória contém os objetivos gerais do módulo, sua estrutura, conteúdo e abrangência, destacando que os procedimentos operativos definidos neste módulo se aplicam aos sistemas de distribuição, às DIT não pertencentes à rede de operação do SIN e às instalações de acessantes, conforme ilustrado na Figura 4.3. Nesse sentido, fica esclarecido que são definidos procedimentos aplicáveis aos Centros de Operação - CO da distribuidora, do agente de transmissão detentor de DIT, do centro de despacho de geração distribuída e demais órgãos de operação de instalações dos acessantes.

4.5.2 Seção 4.1 - Dados de carga e de despacho de geração

A segunda seção é breve e estabelece, para os acessantes, os procedimentos e requisitos para envio de informações, às distribuidoras, das previsões de carga e de despacho de geração, previstos e verificados. Tais informações devem estar compatíveis com as informações que são fornecidas pelas distribuidoras ao ONS, cujos requisitos são estabelecidos nos Procedimentos de Rede.

As informações de carga e de despacho de geração a serem fornecidas pelos acessantes se dividem entre aquelas que servirão para o desenvolvimento de estudos de planejamento da operação elétrica e aquelas que servirão para permitir ajustes nos dados de carga. Já as responsabilidades são divididas entre as responsabilidades das distribuidoras, dos acessantes e do ONS, as quais estão estabelecidas nos Procedimentos de Rede.

4.5.3 A Seção 4.2 - Programação de intervenções em instalações

São definidos requisitos e métodos para a programação de intervenções em instalações de distribuição, visando garantir a operação dos equipamentos e minimizar os riscos para o sistema elétrico. A seção ainda tem como objetivo tornar ótima a programação de intervenções, por meio de acordo entre os agentes envolvidos nas intervenções.

Na Seção 2.4, as atribuições são divididas, para os três seguintes grupos:

- Centro de Operação – CO.
- Distribuidora Acessante, Consumidor, Produtor de Energia e Centro de Despacho de Geração Distribuída.
- Agente de Transmissão ou Centro de Operação de Agente de Transmissão – COT.

Sobre o planejamento das intervenções, fica definido que a distribuidora, o agente de transmissão detentor de DIT e os acessantes devem realizar o planejamento do serviço e a análise de riscos de acidentes antes de qualquer intervenção em instalações. Com

relação às informações para elaboração dos pedidos de intervenções, a Seção 4.2 as divide em dois grupos:

- Distribuidora, Agente de Transmissão, Produtor de Energia ou Centro de Despacho de Geração Distribuída;
- Consumidores.

Com relação às informações para solicitação do pedido de intervenção, a Seção determina que distribuidora, agente de transmissão, importadores de energia, exportadores de energia, central geradora ou centro de despacho de geração distribuída devem ser encaminhados ao CO ou ao COT segundo estabelecido no respectivo Acordo Operativo, conforme o modelo e os meios de comunicação definidos entre as partes. Já para os consumidores, as solicitações devem ser formalizadas ao órgão responsável pelo atendimento na distribuidora, conforme modelo e meios de comunicação definidos.

Sobre os prazos para solicitação do pedido de intervenção, a Seção estabelece que o pedido de desligamento que implique em interrupções de unidades consumidoras deve ser solicitado ao CO com a antecedência mínima de 10 dias úteis. Caso o pedido de desligamento não implique em interrupção aos consumidores, deve ser solicitado ao CO com a antecedência mínima de 5 dias úteis. Se a intervenção programada exigir transferência de carga entre subestações da Rede de Operação, a mesma deverá ser comunicada ao ONS com uma antecedência mínima de 15 dias.

A Seção determina que a distribuidora deve avisar a todos os acessantes da respectiva área de concessão sobre as interrupções programadas, de acordo com as informações e prazos definidos no Módulo 6. Finalizando a seção, são apresentados os critérios e as condições para a programação das solicitações de intervenções, juntamente com os quesitos relativos à liberação das intervenções.

4.5.4 A Seção 4.3 - Controle de carga

A Seção trata dos procedimentos a serem implementados e dos critérios básicos a serem adotados pelas distribuidoras para o controle da carga em situações de contingência.

Como resultados advindos deste procedimento, a seção estabelece os seguintes produtos:

- Seleção dos pontos para corte automático da carga;
- Instruções de Operação;
- Mensagens Operativas;
- Tabelas de Prioridade Regional – PR;
- Tabelas de Prioridade de Alimentadores por subestação – PAS.

Em item relativo às atribuições, define-se que os consumidores classificados como serviços essenciais deverão efetuar a atualização do cadastro na distribuidora, para receber comunicações especiais de interrupção de fornecimento. O item também define as atribuições dos produtores de energia com centrais de geração não despachadas centralizadamente ou centro de despacho de geração distribuídas, que são fornecer as informações relacionadas a sua geração quando acionados pelo CO da distribuidora. Também quando acionados pelo CO da distribuidora, tais agentes devem disponibilizar eventuais folgas de geração, suspender manutenção já iniciada, de unidades geradoras, se possível e cancelar manutenção programada de unidades geradoras.

Além disso, também é definida a lista de atribuições para as distribuidoras, atribuindo funções e estabelecendo métodos a serem praticados pelas distribuidoras para controle da carga do sistema. Entre essas funções estão definir os montantes globais de cortes de carga; implantar e manter em seus sistemas os esquemas de corte automáticos de carga definidos pelos estudos do ONS; elaborar Instruções de Operação e Mensagens Operativas para situações de contingências com diretrizes; entre outras.

Outro ponto de importância do módulo é relativo a orientações técnicas e ações para o controle de carga, quando são considerados dois tipos de ações: corte indireto e corte direto. As ações de controle de carga podem ser classificadas e curta, média e longa duração. Com relação ao tempo requerido para aplicação, a seção classifica as ações de controle de carga em transitórias, urgentes e programáveis.

Toda e qualquer disponibilidade de geração dos produtores de energia, despachados centralizadamente ou não, deve ser utilizada prioritariamente às ações de controle de

carga, devendo a distribuidora dispor de Instruções de Operação ou Mensagens Operativas. Outro ponto presente na seção é que a distribuidora e os acessantes que estejam sob ação de controle de carga por redução de tensão, não poderão corrigir a tensão de seus sistemas, qualquer que seja o recurso de que disponham.

Fica definido que, durante o processo de restabelecimento da carga, a ordem de priorização deve ser inversa em relação à ordem estabelecida para corte. Quando tiverem sido adotadas ações simultâneas de corte direto de carga e redução de carga através de redução de tensão, a prioridade no restabelecimento deve ser dada às cargas efetivamente interrompidas, antes da normalização da tensão.

Por fim, a Seção 4.3 impõe diretrizes para priorização de cargas, estabelecendo que as distribuidoras devem definir critérios para classificação e priorização das unidades consumidoras, para fins de controle de carga, respeitadas as cargas de serviços essenciais. A seção também estabelece que as cargas passíveis de interrupção por contrato devem ser as primeiras indicadas para corte, além apresentar os critérios que devem orientar a elaboração da PAS.

4.5.5 A Seção 4.4 - Teste das instalações

A seção é breve e delibera sobre as responsabilidades e os procedimentos das distribuidoras, dos agentes de transmissão detentores de DIT e dos acessantes para a realização de testes das instalações nas atividades de comissionamento, aceitação das instalações e de avaliação da qualidade de atendimento no ponto de conexão. São apresentados os itens relativos aos testes de desempenho dos geradores distribuídos e dos testes de desempenho dos sistemas de distribuição e dos equipamentos conectados e dos pontos de conexão com as DIT.

4.5.6 A Seção 4.5 - Coordenação operacional

O objetivo da seção é estabelecer operação coordenada e segura das instalações e do sistema de distribuição. Assim, essa etapa do Módulo apresenta procedimentos para o relacionamento operacional entre os CO da distribuidora, do agente de transmissão

detentor de DIT, do centro de despacho de geração distribuída e demais órgãos de operação de instalações dos acessantes.

Com relação à coordenação operacional, a seção apresenta a coordenação, supervisão, comandos, execuções e atribuições imputadas aos seguintes agentes:

- Centro de Operação - CO
- Acessantes e Centro de Despacho de Geração Distribuída.
- Centro de Operação de Agente de Transmissão – COT.

Como destaque, a seção define as condições básicas sobre operação ilhada, estabelecendo que a distribuidora deve realizar estudos e instruções operativas e de segurança específicos para a operação ilhada. Fica estabelecido que a operação de central geradora alimentando uma parcela eletricamente isolada do sistema de distribuição, e as condições em que esta é permitida pela distribuidora, devem constar de Acordo Operativo. Caso a operação ilhada seja utilizada de forma permanente, a central geradora, responsável pelo controle de frequência da parcela eletricamente isolada do sistema de distribuição, deve ser dotada de controle automático de geração (CAG), ou qualquer outra tecnologia semelhante.

A análise de perturbações é um item de destaque na seção. O objetivo da análise é subsidiar a determinação das responsabilidades quanto à origem, às causas e às consequências das perturbações, além de identificar as responsabilidades dos agentes envolvidos. A seção define que como produto da análise de perturbação deve ser gerado um relatório de perturbação ocorrer um processo de análise.

4.5.7 Seção 4.6 – Recursos de comunicação de voz e dados

A última seção determina os recursos mínimos de comunicação entre os CO da distribuidora com o COT do agente de transmissão detentor de DIT, com o centro de despacho de geração distribuída e com os acessantes. Basicamente, conforme o título, a seção é dividida em dois itens principais: recursos de comunicação de voz e recursos de comunicação de dados.

Para os recursos de comunicação de voz entre os acessantes e o CO, a seção exige a disponibilidade de linha telefônica fixa e móvel do sistema público nacional de telecomunicações. A implementação desses recursos e os ônus decorrentes são de responsabilidade dos acessantes. Já entre o CO, o COT e o Centro de Despacho de Geração Distribuída, a implementação de serviços de comunicação de voz, assim como a qualidade e a disponibilidade desses serviços, devem ser estabelecidas entre as partes e definidas em Acordo Operativo.

Já para os recursos de comunicação de dados entre os acessantes e o CO, a seção define que a implementação de serviços de comunicação de dados, bem como a qualidade e a disponibilidade desses serviços, são de responsabilidade dos acessantes. Para a comunicação de dados entre o CO, o COT e o Centro de Despacho de Geração Distribuída, fica definido que esses agentes devem compartilhar dados de supervisão e controle que permitam monitorar em tempo real os estados e grandezas elétricas do sistema nos pontos de conexão das instalações de distribuição e das DIT.

4.6 MÓDULO 5 – SISTEMAS DE MEDIÇÃO

O Módulo 5 estabelece os requisitos técnicos mínimos para especificação dos sistemas de medição das grandezas elétricas do sistema de distribuição aplicáveis ao faturamento, à qualidade da energia elétrica, ao planejamento da expansão e à operação do sistema de distribuição. Assim, o módulo determina os requisitos mínimos para a escolha dos materiais, equipamentos, projeto, montagem, comissionamento, inspeção e manutenção dos sistemas de medição. Também são apresentadas as responsabilidades de cada um dos agentes em cada uma dessas etapas.

As disposições presentes no Módulo estão de acordo com a legislação vigente, as exigências do INMETRO, as normas técnicas da ABNT, além do Módulo 12 dos Procedimentos de Rede e as Regras e os Procedimentos de Comercialização para os sistemas de medição para faturamento de energia elétrica. Durante a elaboração do documento, o Módulo 5 sofreu modificações em seu texto, de modo que algumas inovações propostas foram retiradas da versão final do módulo.

O Módulo 5 possui cinco seções que contemplam os itens relativos aos sistemas de medição no ambiente da distribuição de energia elétrica:

4.6.1 Seção 5.0 - Introdução

Além de apresentar as disposições gerais, a primeira seção contém os objetivos do módulo, sua estrutura, conteúdo e abrangência.

A primeira seção do módulo também cita aspectos sobre a documentação comprobatória da habilitação, capacitação, qualificação e autorização dos profissionais envolvidos em procedimentos de medição de grandezas elétricas. É destacada a necessidade de a distribuidora manter, com devida documentação, equipe de profissionais autorizados, habilitados e capacitados para atuação em procedimentos de medição.

4.6.2 Seção 5.1 - Aplicabilidade

Inicialmente, a seção destaca que a medição e a coleta dos dados são processos relativos ao faturamento, à qualidade da energia elétrica, à demanda de potência ativa e reativa para estudos de previsão de demanda e as curvas de carga. Para atendimento desses processos, os dados medidos e coletados devem respeitar os seguintes itens:

- demanda em kW para faturamento dos encargos relativos ao uso dos sistemas de distribuição para acessantes em MT e AT e subgrupo AS;
- montantes de energia em kWh para fins de faturamento para todos os acessantes;
- parâmetros para cálculo de indicadores de QEE nos pontos predefinidos ;
- armazenados em memória de massa contendo kWh e kvarh para levantamento de curvas de carga e Vrms para conformidade de tensão.

A responsabilidade técnica e a responsabilidade financeira pela instalação dos sistemas de medição são determinadas na seção. Em versões preliminares, o Módulo 5 continha propostas de mudanças na responsabilidade financeira pela instalação do Sistema de Medição para Faturamento – SMF de consumidores livres e especiais. Porém, as propostas de inovação sobre este item foram eliminadas na versão final do Módulo e

foram remetidas a outro regulamento. Assim, sobre a responsabilidade financeira, a regulamentação vigente não sofreu alteração decorrente da aprovação do PRODIST e os consumidores livres e especiais deverão arcar com custos de compra do SMF, quando do acesso aos sistemas de distribuição. As distribuidoras são responsáveis tecnicamente pelos sistemas de medição.

Ademais, a seção apresenta que, para consumidores cativos, os equipamentos de medição são de responsabilidade técnica e financeira da distribuidora acessada. Neste caso a regulamentação vigente também é mantida.

Por fim, a seção estabelece que, a partir da publicação do PRODIST, para novas instalações, a distribuidora deve adotar sistemas de medição com os mesmos requisitos técnicos mínimos e mesmas instalações associadas, tanto para os consumidores livres quanto para os consumidores cativos, de acordo com o subgrupo tarifário que a unidade consumidora está classificada.

4.6.3 Seção 5.2 – Especificação dos sistemas de medição

A seção padroniza os critérios para as especificações dos sistemas de medição de acessantes dos sistemas de distribuição. São formalizados os requisitos técnicos e práticos para projeto, manutenção, calibração e substituição dos componentes dos sistemas de medição de uso permanente.

São apresentados itens relacionados a painéis, caixas e cubículos de medição, item relacionado ao método de compensação de perdas de transformação, itens relativos à aquisição de leituras, medição de retaguarda, sistema e protocolos de comunicação. Fica estabelecido que os sistemas de medição devem ser providos de equipamentos que atendam requisitos relativos às disposições dos regulamentos técnicos metrológicos do INMETRO e normas técnicas, inclusive normas das distribuidoras.

São tratados assuntos como as grandezas a serem medidas e características construtivas, entre outros requisitos técnicos para os seguintes equipamentos de medição de uso permanente:

- Medidores eletromecânicos de energia elétrica para conexão de unidades consumidoras do Grupo B;
- Medidores eletrônicos de energia elétrica para conexão de consumidores do Grupo B;
- Medidores eletrônicos de energia elétrica para conexão de acessantes do Grupo A;
- Medidores com memórias de massa;
- Transformadores de corrente (TC) e Transformadores de potencial (TP);
- Cabos para interligação secundária de sistemas de medição em MT e AT;
- Chaves ou blocos para aferição;
- Leitoras.

Nessa etapa do módulo, destaca-se a especificação dos medidores, quando são estabelecidos o número de elementos, de fios, corrente, tensão, frequência, demais características. Os medidores eletrônicos de conjuntos de medição devem ser providos de dispositivos que disponibilizem as leituras individualmente para os consumidores.

Já os requisitos técnicos mínimos para os equipamentos de medição de uso temporário também são apresentados na Seção. São tratadas disposições sobre medidores eletrônicos de energia elétrica, sobre conjuntos de medição e sobre aquisição de leituras.

Um destaque do Módulo é a “Tabela 1 - Características Mínimas para os Sistemas de Medição”. Essa tabela apresenta, para o Grupo B, a especificação para os seguintes requisitos:

- Tensão de Distribuição;
- Classes dos transformadores de instrumentos (TP e TC);
- Tipo de medidor;
- Classe do medidor;
- Registros mínimos.

Outra inovação eliminada da versão final do Módulo 5 é a flexibilização, pra novas instalações, dos padrões técnicos dos equipamentos constituintes do SMF de consumidores dos subgrupos tarifários A4 e A3a. Em versões preliminares, o Módulo 5

propunha determinada flexibilização, de modo a adotar classe de precisão menos rigorosa e medição em apenas dois quadrantes para medidores eletrônicos e classe de precisão menos rigorosa para TP e TC. A proposta de flexibilização supracitada já foi adotada em revisão do Módulo 12 dos Procedimentos de Rede e, portanto, deixou de existir no PRODIST. Com isso, para os requisitos técnicos mínimos dos equipamentos de medição de todos os acessantes do Grupo A, deve-se observar o disposto nos Procedimentos de Rede.

4.6.4 Seção 5.3 - Implantação, inspeção e manutenção dos sistemas de medição

Esta seção define as responsabilidades e procedimentos para os agentes envolvidos nas atividades de implantação, inspeção e manutenção dos sistemas de medição nas instalações dos acessantes ou acessados. O processo de implantação dos sistemas de medição definido no Módulo 5 é constituído de várias etapas, tais como a elaboração do projeto e a aquisição dos equipamentos, a aprovação do projeto pela distribuidora, quando exigido, e a montagem dos equipamentos e a vistoria ou comissionamento das instalações. Já os processos de inspeção e manutenção são constituídos das atividades de verificação, calibração e reparação de defeitos.

Sobre a implantação dos sistemas de medição, em item específico da Seção 5.3 são apresentadas todas as responsabilidades das distribuidoras e dos consumidores, quando são discriminadas as responsabilidades relativas aos aspectos financeiros (ônus das atividades de instalação) e aspectos técnicos (atividades de instalação). Ainda são apresentadas as obrigações relacionadas aos trâmites de implantação dos sistemas de medição, tais como prazos, estabelecimento de normas, localização do ponto de medição, entrada de pessoal às instalações das unidades consumidoras, troca de informações entre outros.

Em outra etapa da Seção 5.3, e ainda sobre implantação de sistemas de medição, são apresentados os procedimentos de implantação de sistemas de medição em unidades consumidoras atendidas em BT e posteriormente os procedimentos para MT e AT. Na Seção 5.3 também são apresentados aspectos técnicos e particularidades sobre o comissionamento do sistema de medição de consumidores atendidos em MT e AT, além de tratar sobre o registro dos equipamentos.

Sobre os procedimentos de inspeção periódica de medidores, a seção destaca que o processo deverá ser efetuado segundo critérios estabelecidos na legislação metrológica, devendo o consumidor assegurar o livre acesso dos inspetores credenciados aos locais em que os equipamentos estejam instalados.

Finalizando a seqüência de responsabilidades e procedimentos das etapas de implantação, calibração e manutenção dos sistemas de medição, a Seção 5.3 apresenta os procedimentos de manutenção. Igualmente às outras etapas, as responsabilidades de manutenção em sistemas de medição são divididas entre os agentes.

4.6.5 Seção 5.4 – Leitura, registro, compartilhamento e disponibilização das informações de medição

São estabelecidos, na Seção 5.4, os procedimentos para leitura, registro, compartilhamento e disponibilização das informações de medição de grandezas elétricas dos agentes conectados, acessados ou acessantes, ao sistema de distribuição. Nesse âmbito, os procedimentos de leitura dos medidores de energia elétrica são apresentados em item particular dessa seção. Fica estabelecido que a medição dos medidores instalados nas unidades consumidoras ocorrerá através de leitura local ou remota.

Para o caso de leitura local a seção define que essa poderá ser realizada visualmente a partir dos mostradores por intermédio da utilização de leitoras ou programadoras com transmissão de dados. Já para o caso de leitura remota, a última seção do Módulo 5 define que a distribuidora deve fornecer a infra-estrutura necessária para realização das leituras, incluindo instalação e configuração dos equipamentos de medição, bem como a disponibilização dos canais de comunicação para transmissão dos dados coletados. Excepcionalmente, no caso de leitura remota de consumidores livres, o fornecimento da infra-estrutura será de responsabilidade destes consumidores.

Algumas obrigações das distribuidoras ainda são definidas ao fim da Seção 5.4. Nessa sentido, as distribuidoras deverão disponibilizar, quando solicitado, as informações de medição e deverão estar preparadas para disponibilizar, no mínimo, as seguintes

informações relativas aos sistemas de medição para faturamento, exceto para consumidores do Grupo B:

- demanda de potência ativa e reativa excedente;
- consumos de energia elétrica ativa e reativa excedente;
- fator de potência;
- na falta destes dados, deverá ser informado o critério utilizado na estimativa.

Também é definido que os medidores responsáveis pelas informações para cálculo da curva de carga para fins tarifários e de perdas deverão disponibilizar, com dados registrados de 5 em 5 minutos, as informações de potência ativa e potência reativa.

Finalizando a seção e o módulo, são definidos prazos de registro de informações de medição, além de informações necessárias para a disponibilização de tais informações, recomendando-se a utilização do formato público descrito em normas ABNT.

4.7 MÓDULO 6 – INFORMAÇÕES REQUERIDAS E OBRIGAÇÕES

A troca das informações no PRODIST é função da reconhecida importância de um vasto e organizado intercâmbio de informações entre os agentes e entre esses e as entidades setoriais. Tal intercâmbio é condição essencial para que os sistemas de distribuição sejam controlados e operados de forma transparente e competente.

Os objetivos do Módulo são definir, especificar e detalhar como as informações referentes às ações técnicas desenvolvidas nos sistemas elétricos de distribuição serão intercambiadas entre os agentes de distribuição e entre esses e as entidades do setor elétrico.

Assim, com relação às informações requeridas, o Módulo estabelece as obrigações dos agentes para atender os procedimentos, critérios e requisitos definidos nos módulos técnicos. Três seções compõem a estrutura do Módulo, a saber:

4.7.1 Seção 6.0 - Introdução

A primeira seção é sucinta e inicialmente apresenta os objetivos do Módulo 6. A estrutura do Módulo também é apresentada, quando são estabelecidos os resumos de cada seção.

4.7.2 Seção 6.1 - Aplicabilidade

São apresentados os agentes de distribuição envolvidos, seus compromissos e suas obrigações quanto a troca de informação. As informações requeridas no âmbito do PRODIST decorrem das obrigações estabelecidas aos agentes nos módulos técnicos, as quais estão de acordo com a regulamentação vigente. Os agentes setoriais (concessionários, permissionários e autorizados) e consumidores possuem direitos e obrigações com relação às informações requeridas.

Desse modo, além das obrigações com relação às informações requeridas no âmbito do PRODIST, a seção apresenta itens sobre os cronogramas e condições do intercâmbio de informações, destacando que envio de dados é variável conforme a ação técnica ou da operação realizada.

Sobre protocolos, métodos e meios de comunicação, a seção ressalta que os agentes devem garantir que as informações possam ser intercambiadas sem prejuízo de interoperabilidade entre computadores, unidades terminais remotas e os sistemas de comunicação e informações. Os protocolos abertos utilizados pelos agentes devem ser capazes de apontar possíveis situações de erros e possuir instrumentos de validação de mensagens de modo a garantir a confiabilidade da comunicação.

Por fim, a Seção destaca que, quando couber, os agentes devem observar os Procedimentos de Rede e as Regras e Procedimentos de Comercialização.

4.7.3 Seção 6.2 - Requisitos das informações por etapa

A última e mais importante seção do Módulo 6 detalha os fluxos de informações entre os agentes e entre esses e as entidades setoriais, conforme sua aplicabilidade. São

especificados os conteúdos, a periodicidade e, quando necessário, as unidades das grandezas elétricas e mecânicas requeridas pelos agentes e entidades setoriais.

A seção enfatiza que as definições de formatos e especificações técnico-operacionais para o intercâmbio de informações devem seguir as orientações estabelecidas nos manuais técnicos de informações das distribuidoras, do ONS, da EPE, da CCEE e da ANEEL.

Além de tabelas com os dados a serem informados, a seção é constituída de fluxogramas das informações requeridas, que foram elaborados para cada um dos módulos técnicos, de forma a apresentar uma macro visão dos principais intercâmbios de informações entre os agentes de distribuição. Para isso, foi utilizada nomenclatura definida no próprio Módulo 6 e, assim, a Seção apresenta uma tabela ilustrando cada quadro utilizado nos fluxogramas, conforme ilustrado na Figura 4.4.

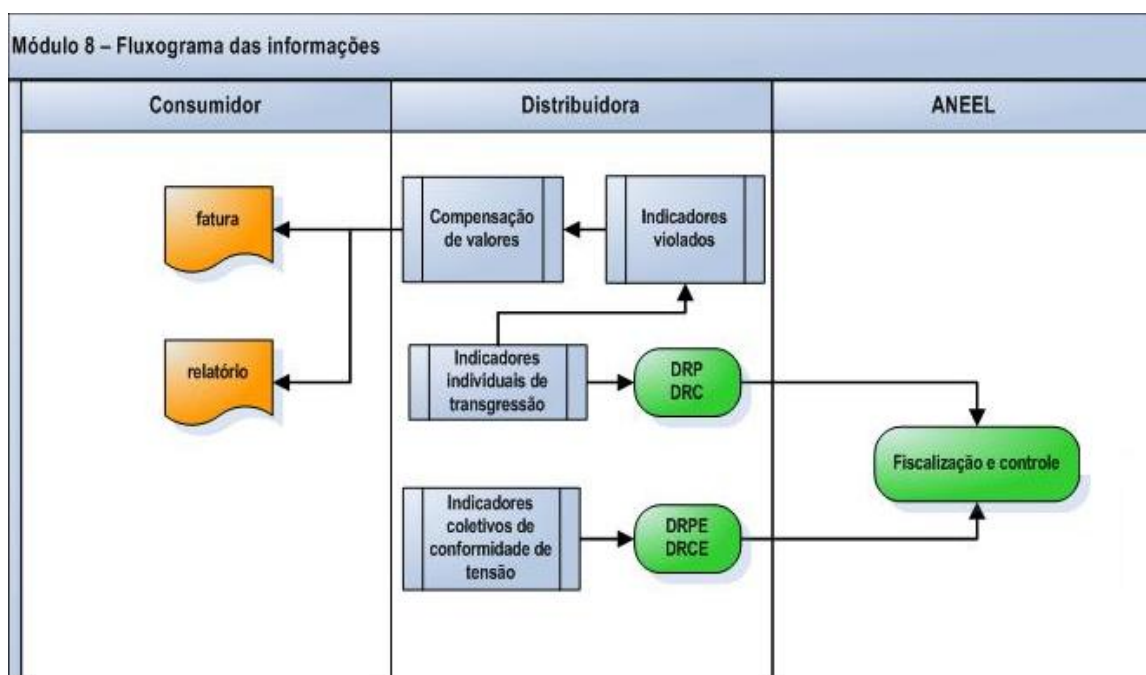


Figura 4.4 – Exemplo de fluxograma utilizado no Módulo 6.

Em cada etapa da seção 6.3, o intercâmbio obedece a um fluxo de informações pré-determinado, ou seja, qual(is) agente(s) é o emissor da informação e qual(is) agente(s) é o receptor dos dados. Desse modo foram elaborados os possíveis fluxos de informação entre os agentes de distribuição. Como exemplos, seguem os seguintes casos:

- de acessante e entidade setorial para a distribuidora;
- do consumidor para a distribuidora;
- da distribuidora para o consumidor;
- do gerador distribuído para a distribuidora;
- da distribuidora para a ANEEL;

Para ilustrar o formato do fluxo de informações, o Módulo utiliza figuras como a Figura 4.5:

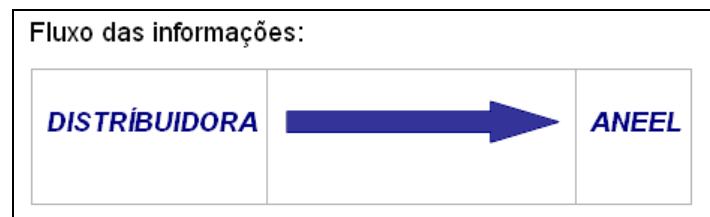


Figura 4.5 - Exemplo de fluxo de informações.

Conforme citado anteriormente, destaca-se que as informações requeridas estão abordadas conforme sua aplicabilidade e agrupadas de acordo com os temas dos Módulos técnicos do PRODIST: planejamento da expansão do sistema de distribuição, acesso aos sistemas de distribuição, procedimentos operativos do sistema de distribuição, sistemas de medição, cálculos de perdas na distribuição e qualidade da energia elétrica.

Como principal conteúdo, a Seção é composta por diversas tabelas que especificam os dados relativos a cada informação requerida, conforme exemplo apresentado na Tabela 4.2. As tabelas são compostas pelas seguintes colunas: “Informação”; “Especificação”; “Unidade”; “Periodicidade”; e “Observação”.

Tabela 4.2 - Exemplo de tabelas com fluxo de dados (ANEEL,2008b).

UNIDADES CONSUMIDORAS				
Informação	Especificação	Unidade	Periodicidade	Observação
Número de unidades consumidoras	Para o SDBT, por tipo de ligação, medição e tensão de fornecimento		150 dias antes da data da Revisão Tarifária Periódica – RTP	Quantidade por tipo de ligação (monofásica, bifásica, trifásica), com informações sobre a quantidade de condutores (monofásica a três fios, etc), tensão de fornecimento (fase-neutro) e existência de medição
Comprimento típico do ramal de ligação		m	150 dias antes da data da Revisão Tarifária Periódica – RTP	
Condutor típico do ramal de ligação		mm ²	150 dias antes da data da Revisão Tarifária Periódica – RTP	
Resistência típica do condutor		Ohm/km	150 dias antes da data da Revisão Tarifária Periódica – RTP	Resistência média dos condutores dos ramais de ligação com temperatura de referência de 55°

O trecho apresentado na figura anterior refere-se ao intercambio relativo ao envio de dados de das unidades consumidoras para cálculo de perdas e é referente às informações requeridas do Módulo 7 - Cálculo de Perdas na Distribuição.

No exemplo considerado e apresentado pelas duas figuras anteriores, as informações presentes no item devem ser encaminhadas pelas distribuidoras à ANEEL. Ou seja, nesse caso, o fluxo de informação é representado graficamente por uma seta.

Já a tabela especifica quais os dados devem ser encaminhados. Na coluna “informação”, são definidos os conteúdos dos dados, enquanto a coluna “especificação” traz uma particularização do que será enviado. A coluna “unidade” é auto-explicativa e no caso da informação tratada, refere-se a unidades como m; mm²; e Ohm/km. A periodicidade é estabelecida na quarta coluna: no exemplo ilustrado, os dados devem ser enviados à ANEEL 150 dias antes da revisão tarifaria da distribuidora. Por fim, a última coluna da tabela apresenta algumas observações que detalham os dados a serem encaminhados.

Como comentado, tabelas como aquela ilustrada na Tabela 4.2 compõem grande parte do Módulo. O teor das tabelas varia dependendo do módulo técnico abordado e de acordo com as informações tratadas.

4.8 MÓDULO 7 – CÁLCULO DE PERDAS NA DISTRIBUIÇÃO

Conforme comentado no início deste capítulo, o Módulo 7 originalmente versava sobre metodologia para revisão e atualização do PRODIST. Considerando-se que o processo de revisão e atualização de regulamentos já existia dentro da ANEEL, concluiu-se que o conteúdo original do Módulo 7 era impróprio. Para efeitos de ilustração, o Anexo II desta dissertação ilustra o conteúdo da antiga versão do Módulo 7. Com isso, o conteúdo do Módulo 7 foi totalmente modificado e a versão final trata do cálculo de perdas na distribuição.

Antes mesmo da aprovação do PRODIST, o processo de cálculo de perdas técnicas já era realizado pela ANEEL, ainda que não disposto em um regulamento específico da Agência. Portanto, considerou-se oportuna a inclusão, no PRODIST, de Módulo específico sobre os procedimentos e premissas de cálculo das perdas técnicas. A metodologia do documento atende as necessidades regulatórias da ANEEL e possui compatibilidade com os demais processos de revisão tarifária periódica.

A avaliação das perdas técnicas em um sistema de distribuição é complexa, essencialmente pela quantidade de elementos que constituem cada segmento. Outra dificuldade está no comportamento aleatório das cargas e no contínuo processo de expansão, características intrínsecas à atividade de distribuição. Na prática, as perdas técnicas dos sistemas de distribuição são de difícil mensuração. Uma metodologia de cálculo consistente deve pressupor o uso de variadas técnicas, que interajam entre si, para se obter um resultado que possa ser validado e considerado para diversos fins regulatórios, entre eles o da regulação econômica.

A metodologia proposta no Módulo 7 emprega, na avaliação indireta das perdas, conceitos e dados do balanço energético, cálculos de modelos matemáticos e estimativa de parâmetros de equipamentos, com base em dados históricos e técnicas reconhecidas. O objetivo é apresentar a metodologia de cálculo e disciplinar os procedimentos para obtenção dos dados para apuração das perdas técnicas dos sistemas de distribuição.

Para isso, o documento define a terminologia, caracteriza os fenômenos e estabelece os parâmetros de referência relativos às perdas técnicas de energia e às perdas de potência.

O Módulo ainda define indicadores para avaliação das perdas nos diferentes segmentos e níveis de tensão das redes de distribuição. Por meio da metodologia proposta, as perdas técnicas são apuradas e avaliadas a cada revisão tarifária.

4.8.1 Seção 7.0 - Introdução

A primeira seção apresenta os objetivos gerais, a abrangência e o resumo de cada uma das quatro seções que compõem o Módulo 7. Conforme destaca a seção, são apuradas e avaliadas a cada revisão tarifária as perdas técnicas decorrentes da energia elétrica entregue às unidades consumidoras (incluindo consumidores livres), as outras distribuidoras e ao consumo próprio. São consideradas somente as perdas técnicas de responsabilidade da distribuidora, incluindo seu sistema de distribuição e as DIT, quando couber.

4.8.2 Seção 7.1 - Premissas de Cálculo e Indicadores

Nesta etapa do Módulo são definidos e caracterizados os indicadores de perdas técnicas, além de especificados os dados necessários para os cálculos. Em item específico da seção, são apresentadas premissas utilizadas para o cálculo de perdas. Entre as premissas, destaca-se que são desconsiderados os montantes de demanda de potência reativa das unidades consumidoras, excedentes à quantidade permitida (valor de referência para fator de potência), sejam elas medidas ou estimadas. Assim, quando o fator de potência típico for menor do que o valor de referência, é adotado este último.

Ademais, as cargas são consideradas distribuídas de forma equilibrada nas fases das redes trifásicas de MT e AT. Serão consideradas perdas adicionais de 15% sobre o montante de perdas técnicas calculadas para redes de BT, devido ao desequilíbrio da carga e o posicionamento assimétrico do transformador em relação às tipologias de rede. Por outra premissa, perdas nos transformadores são baseadas em valores normalizados pela ABNT.

O procedimento para o cálculo das perdas técnicas adotado no Módulo é ilustrado na Seção 7.1. O fluxograma da Figura 4.6 descreve tal procedimento.

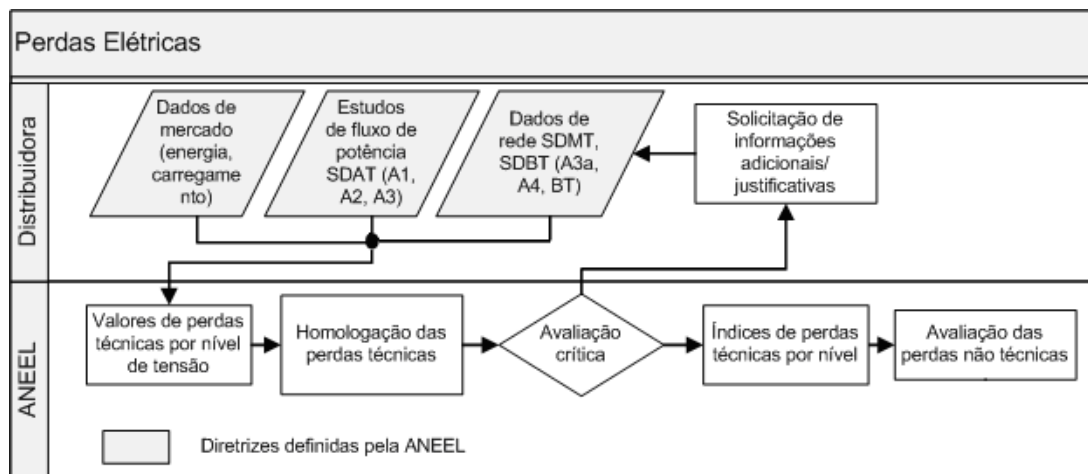


Figura 4.6 - Fluxograma simplificado do procedimento de avaliação das perdas.

Com base nas características das redes, as perdas de energia do SDAT são avaliadas considerando os dados do balanço de energia, suportados pelos resultados dos estudos de fluxo de carga. Excetuando-se o SDAT, a metodologia consiste na obtenção das perdas de potência e o posterior cálculo das perdas de energia para cada nível de tensão, mediante a apuração do fator de perdas.

Ainda como premissa, as perdas de potência nos transformadores devem ser calculadas a partir dos valores estabelecidos de perdas a vazio e totais, considerando o valor declarado do fator de utilização, para cada equipamento/agrupamento informado pela distribuidora. Já Para as perdas de potência nas redes do SDMT são avaliadas com base no modelo arborescente, cuja tipologia de rede é definida dentro de um setor circular. Para cada rede, é aplicada a formulação matemática das perdas, a partir dos seus dados descritores. Já as perdas de potência no SDBT são avaliadas pelo estabelecimento de redes típicas.

Fica estabelecida a apuração dos valores de perdas técnicas totais em megawatt-hora (MWh), para um período anual, estratificando os valores para cada nível de tensão e relação de transformação, conforme os indicadores definidos na própria seção.

Por fim, a seção traz um compêndio de regras que devem ser seguidas pelas distribuidoras, padronizando os dados e informações a serem fornecidas para o cálculo das perdas técnicas. Fica estabelecido, inclusive, a periodicidade para que a distribuidora encaminhe à ANEEL os dados, sendo que as informações para o cálculo

devem ser apuradas no período de 12 meses completos imediatamente anteriores à data de envio dos dados à ANEEL.

4.8.3 Seção 7.2 – Metodologia de Cálculo de Perdas Técnicas de Potência

A seção tem caráter técnico e o objetivo é apresentar a metodologia para a avaliação de perdas técnicas de potência em sistemas de distribuição de energia elétrica. Os valores de perdas técnicas de potência são utilizados na definição das perdas técnicas de energia.

Para as perdas técnicas de potência em SDAT, fica estabelecido que os montantes são definidos por meio de fluxos de carga, informados pela distribuidora, referentes à máxima demanda coincidente no período de apuração dos dados, para cada nível de tensão. Já para as perdas de potência no SDMT, a seção define que são calculadas pelo modelo arborescente. Nessa modelagem, é necessária a definição do coeficiente de densidade de carga do alimentador, que pode ser obtida por meio da distância da carga equivalente.

Na seção é apresentado o cálculo do Coeficiente de Densidade de Carga do alimentador, baseando-se na distância da carga equivalente que é obtida pela média ponderada da potência nominal dos transformadores de distribuição pela distância destes em relação à subestação. De posse da distância da carga equivalente do alimentador pode-se inferir o valor do coeficiente de densidade de carga do alimentador. O cálculo da densidade de carga por meio da distância de carga equivalente é apresentada no Anexo I do Módulo 7.

As perdas de potência para as redes em SDMT para cada circuito são obtidas por meio de uma expressão apresentada na seção. Para o cálculo de perdas de potência, a expressão utiliza parâmetros como potência máxima, o comprimento total, o momento de perdas do circuito, entre outros dados do SDMT. A Lei Geral para cálculo do momento de perdas e os parâmetros envolvidos são apresentados na seção.

Já para as redes dos SDBT são consideradas 5 tipologias de rede, com distribuição de carga uniforme e modelo de carga constante com relação à tensão. Cada rede deve estar

vinculada a um transformador, juntamente com sua potência nominal e fator de utilização respectivo.

Já as perdas de potência de transformadores são obtidas por meio de dados de placa para transformadores de potência e dados de normas técnicas para transformadores de distribuição, e são calculadas de acordo com expressão apresentada no texto. Por fim, a seção traz considerações sobre perdas de potência em ramais e medidores, apresentado expressões e considerações sobre o tema.

4.8.4 Seção 7.3 – Cálculo das Perdas Técnicas de Energia

O objetivo da última seção do Módulo 7 é estabelecer a metodologia para a apuração das perdas de energia por meio das perdas de potência.

Segundo o exposto, para o SDAT as perdas de energia são obtidas dos dados dos sistemas de medição, devendo ser apuradas discriminadamente para os subgrupos A1, A2 e A3. A distribuidora deve segregar as perdas dos transformadores e das redes, nos casos onde as perdas medidas incluam as perdas desses equipamentos. As perdas de energia do SDAT só devem ser apuradas por medição quando existem medições em todas as fronteiras do nível de tensão correspondente aos subgrupos A1, A2 e A3.

Para as perdas de energia em SDMT, a seção destaca que as perdas de energia variam de acordo com o carregamento disposto na curva de carga da rede ou equipamento. Assim, como demonstrado na Seção 7.2, o cálculo das perdas técnicas de potência é realizado na condição de carga máxima. Para o cálculo das perdas de energia é necessário um fator que estabeleça a relação entre a perda de demanda média e a de demanda para condição de carga máxima, conhecido como fator de perdas.

As perdas técnicas de energia das redes SDMT podem ser obtidas pela multiplicação entre as perdas de potência, fator de perdas do SDMT e período de tempo analisado. Analogamente, as perdas técnicas de energia das redes SDBT podem ser obtidas pela multiplicação entre as perdas de potência, fator de perdas médio do SDBT e período de tempo analisado.

A seção também estabelece que as perdas de energia para as unidades transformadoras são obtidas pela multiplicação das perdas a vazio pelo período de tempo analisado, somado as perdas de potência no cobre multiplicadas pelo fator de perdas médio da transformação e seu período de análise, conforme definido em expressão presente na seção. Finalizando a seção, fica determinado que as perdas de energia para os ramais de ligação e medidores são obtidas pela multiplicação entre as respectivas perdas de potência do ramal, fator de perdas e período de tempo analisado, somado as perdas de potência nos medidores multiplicadas pelo período de tempo analisado.

4.9 MÓDULO 8 – QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA

O último Módulo do PRODIST contempla as disposições relativas à qualidade da energia elétrica, abordando a qualidade do serviço prestado pelas distribuidoras e a qualidade do produto energia elétrica. O Módulo define os conceitos e os parâmetros envolvidos e situa os mecanismos que possibilitem à ANEEL fixar valores para os indicadores de qualidade.

Nas disposições relacionadas à qualidade do produto, o Módulo 8 traz inovações para o segmento de distribuição ao contemplar novos aspectos relativos a perturbações na forma de onda de tensão, tais como distorções harmônicas, desequilíbrio de tensão, flutuação de tensão e variações de tensão de curta duração. Para esses fenômenos, o Módulo apresenta disposições que possuem caráter indicativo: não ocorre a fixação de valores limites e não existe a obrigatoriedade de medição e levantamento desses distúrbios.

Ainda sobre a qualidade do produto, o Módulo trata de assuntos técnicos já consolidados na regulação, a saber: fator de potência e tensão em regime permanente. Para as disposições relativas à conformidade dos níveis de tensão de energia elétrica em regime permanente, a primeira versão do Módulo replica o estabelecido na Resolução nº 505/2001 e propõe apenas pequenas alterações na Resolução.

Já para a qualidade do serviço, o Módulo 8 trata da metodologia para apuração dos indicadores de continuidade da distribuição de energia elétrica às unidades consumidoras, além dos tempos médios de atendimento a ocorrências emergenciais,

abordando limites e responsabilidades. Nos tópicos relativos à qualidade do serviço, o Módulo replica o estabelecido na Resolução nº 024/2000 e na Resolução 520/2002, propondo pequenas alterações nessas Resoluções.

O último Módulo possui quatro seções que contemplam os itens de qualidade:

4.9.1 Seção 8.0 – Introdução

Da mesma maneira como ocorre nos demais módulos do PRODIST, a seção introdutória do Módulo 8 é concisa. A seção inicia-se com a apresentação dos objetivos do Módulo. Em seguida é apresentada a abrangência dos procedimentos de qualidade de energia elétrica. Por fim, a Seção 8.0 apresenta a estrutura do Módulo, com um resumo de cada seção.

4.9.2 Seção 8.1 - Qualidade do Produto

A seção define e caracteriza os fenômenos de qualidade e estabelece os critérios, os valores de referência e os procedimentos relativos à qualidade do produto. Os aspectos considerados da qualidade do produto em regime permanente ou transitório são:

- tensão em regime permanente;
- fator de potência;
- harmônicos;
- desequilíbrio de tensão;
- flutuação de tensão;
- variações de tensão de curta duração;
- variação de frequência.

Inicialmente, a seção trata dos procedimentos e regras relativas à tensão em regime permanente. Conforme comentado, na primeira versão do Módulo 8, as disposições relativas a esse tópico repetem o estabelecido na Resolução nº 505/2001 e apresentam inovações mínimas.

Assim, é apresentada a caracterização dos fenômenos e parâmetros e são estabelecidos os limites adequados, precários e críticos para os níveis de tensão em regime permanente, os indicadores individuais e coletivos de conformidade de tensão elétrica. A seção apresenta ainda os critérios de medição amostral, de registro dos dados e do envio dos indicadores obtidos da medição. Ainda sobre tensão de energia elétrica em regime permanente, são apresentados os prazos para regularização e de compensação ao consumidor, caso os limites de tensão observados não se encontrem na faixa de atendimento adequado. A seção também trata das informações que devem constar na fatura do consumidor. Destaca-se que tabelas com limites de tensão são apresentados na Seção por meio do Anexo I.

O Módulo apresenta os aspectos sobre a classificação da tensão de atendimento, contemplando a regulamentação dos indicadores individuais DRP (Duração Relativa da Transgressão de Tensão Precária) e DRC (Duração Relativa da Transgressão de Tensão Crítica), além do indicador coletivo ICC (Índice de Unidades Consumidoras com Tensão Crítica). Ainda sobre os aspectos relativos à tensão em regime permanente contidos na Resolução nº 505/2001, o Módulo 8 contempla os prazos para regularização dos níveis de tensão e os critérios de compensação pelo serviço inadequado.

Como inovação dos itens já previstos na Resolução nº 505/2001, o Módulo 8 estabelece os procedimentos para a determinação de índices equivalentes por consumidor. Assim, ficam definidos os cálculos do índice DRPE (duração relativa da transgressão para tensão precária equivalente) e do índice DRCE (duração relativa da transgressão para tensão crítica equivalente).

Sobre fator de potência, a seção apresenta critérios básicos e remete a regulamentação à Resolução nº 456/2000. Assim são tratados itens relativos à metodologia e realização da medição. O valor do fator de potência deverá ser calculado a partir dos valores registrados das potências ativa e reativa. Os valores de referência para o segmento de distribuição definidos na seção, diferentemente de versões iniciais do Módulo, não estabelecem inovação ou mudança. Assim, para unidade consumidora, o fator de potência no ponto de conexão deve estar compreendido entre 0,92 (noventa e dois centésimos) e 1,00 (um) indutivo ou 1,00 (um) e 0,92 (noventa e dois centésimos)

capacitivo. Para transmissão, os padrões são aqueles definidos nos Procedimentos de Rede.

Entre as inovações do Módulo, a Seção 8.1 define que as distorções harmônicas são fenômenos associados com deformações nas formas de onda das tensões e correntes em relação à onda senoidal da frequência fundamental. Sobre o tema, são estabelecidas a terminologia, a metodologia de medição, a instrumentação e os valores de referência. A Seção possui tabela que sintetiza a terminologia aplicável às formulações do cálculo de valores de referência para as distorções harmônicas. Posteriormente são apresentadas as expressões para o cálculo das distorções harmônicas de tensão.

Os valores de referência para as distorções harmônicas totais são indicados em tabela própria da seção. Os valores servem para referência do planejamento elétrico em termos de qualidade e, regulatoriamente, serão estabelecidos em resolução específica, após período experimental de coleta de dados.

Em outro tópico, define-se desequilíbrio de tensão como o fenômeno associado a alterações dos padrões trifásicos do sistema de distribuição. A seção estabelece a terminologia, a metodologia de medição, a instrumentação e os valores de referência para o esse fenômeno. São apresentadas expressões para o cálculo mensuração do desequilíbrio de tensão, além da terminologia aplicável às formulações de quantificação do fenômeno. O valor de referência nos barramentos do sistema de distribuição, com exceção da BT, deve ser igual ou inferior a 2%. Esse valor serve para referência e, regulatoriamente, será estabelecido em resolução específica, após período experimental de coleta de dados.

Também como inovação na distribuição, a seção define flutuação de tensão como uma variação aleatória, repetitiva ou esporádica do valor eficaz da tensão. A determinação da qualidade da tensão de um barramento do sistema de distribuição quanto à flutuação de tensão tem por objetivo avaliar o incômodo provocado pelo efeito da cintilação luminosa (Efeito Flicker) no consumidor final, que tenha seus pontos de iluminação alimentados em baixa tensão. Seguindo a estrutura do texto, são estabelecidas a terminologia, a metodologia de medição, a instrumentação e os valores de referência para o flutuação de tensão.

Continuando na apresentação dos fenômenos ainda não contemplados no segmento de distribuição, a seção define variações de tensão de curta duração como sendo os desvios significativos no valor eficaz da tensão em curtos intervalos de tempo. As variações de tensão de curta duração são classificadas em variação momentânea de tensão e variação temporária de tensão, conforme tabela apresentada na Seção. Além da definição e terminologia, são apresentadas disposições relativas à metodologia de medição e à instrumentação. Não são atribuídos padrões de desempenho às variações de tensão de curta duração e as distribuidoras devem acompanhar o desempenho das barras de distribuição monitoradas.

Por fim, baseando-se nos Procedimentos de Rede, a seção apresenta as disposições relativas à variação de frequência, apresentado limites de frequência para condições normais de operação e quando de distúrbios no sistema de distribuição.

4.9.3 Seção 8.2 - Qualidade do Serviço

Os objetivos da seção são estabelecer procedimentos relativos à qualidade do serviço prestado pelas distribuidoras aos consumidores, além de definir indicadores e padrões. Para esses itens, a primeira versão do Módulo repete o estabelecido na Resolução nº 024/2000 e na Resolução nº 520/2002, propondo pequenas alterações nessas Resoluções.

Item específico da seção trata de ocorrências emergenciais, definindo, de acordo com Resolução 520/2002, que o atendimento essas ocorrências deverá ser supervisionado, avaliado e controlado por meio de indicadores que expressem os valores vinculados a conjuntos de unidades consumidoras. Nesse sentido, além do Tempo Médio de Preparação - TMP e do Tempo Médio de Deslocamento - TMD, indicadores já definidos na regulamentação, a seção inova ao criar o Tempo Médio de Execução TME, indicador que mede a eficácia do restabelecimento do sistema de distribuição pelas equipes de manutenção e operação.

A Seção define e estabelece as fórmulas para cálculos desses indicadores, necessários para que a distribuidora apure os tempos relacionados ao atendimento às ocorrências

emergenciais. Fica determinado que Tempo Médio de Atendimento a Emergências (TMAE) é a soma dos tempos médios de preparação, deslocamento e execução.

Além da definição e conceituação das ocorrências emergenciais e dos indicadores de tempo de atendimento, são estabelecidos procedimentos de apuração, registro, armazenamento e envio dos dados, visando acompanhamento e controle do desempenho das distribuidoras, oferecendo parâmetros para avaliação do serviço.

Também como forma de avaliar a qualidade do serviço prestado e o desempenho do sistema elétrico, a seção apresenta, de acordo com a Resolução nº 024/2000, as disposições relativas aos indicadores de continuidade do serviço de distribuição de energia elétrica quanto à duração e frequência de interrupção. Assim, sem grandes inovações ao presente na regulamentação vigente, a seção apresenta os indicadores de continuidade de conjunto de unidades consumidoras DEC e FEC. Também são apresentados os indicadores de continuidade individuais DIC, FIC e DMIC. Para esses indicadores são apresentadas as fórmulas e os parâmetros que as compõem.

Inicialmente a seção apresenta as disposições relativas à metodologia para definição dos conjuntos de unidades consumidoras. A metodologia para a formação de conjuntos é etapa inicial para o estabelecimento do padrão dos indicadores de continuidade e, em versões iniciais do Módulo 8, a metodologia apresentava inovações, porém, a versão final possui as mesmas disposições da Resolução nº 024/2000.

Durante a 49ª Reunião Pública Ordinária da Diretoria de 2008, no momento da aprovação do PRODIST, o Diretor Relator determinou a criação de critérios que orientem de maneira mais precisa a formação dos conjuntos de unidades consumidoras para efeito de indicadores de continuidade. Segundo o Diretor Relator, esses novos critérios deveriam ser propostos após 180 dias, para posterior incorporação ao PRODIST.

No Módulo 8, para a apuração dos indicadores de continuidade, são apresentados os procedimentos e regras. A seção trata, inclusive, das exceções incluídas como situações que serão expurgadas. Neste ponto, destaca que a seção traz uma inovação ao incluir novos critérios de expurgo na apuração dos indicadores DEC e FEC. Ou seja, na

apuração desses indicadores deverão ser consideradas todas as interrupções que atingirem as unidades consumidoras, admitidas uma nova exceção: interrupções ocorridas em dia crítico. Com isso, Dia Crítico ficou definido como aquele dia em que a quantidade de ocorrências emergenciais, em um determinado conjunto de unidades consumidoras, superar a média acrescida de três desvios padrões dos valores diários. A média e o desvio padrão a serem usados serão os relativos aos vinte e quatro meses anteriores ao ano em curso, incluindo os dias críticos já identificados.

A Seção ilustra procedimentos para que a distribuidora avise os consumidores da respectiva área de concessão sobre as interrupções programadas, informando a data da interrupção e o horário de início e término. Entre outros itens, são apresentadas disposições relativas aos avisos de interrupções unidades consumidoras que prestam serviços essenciais.

Os procedimentos de apuração, registro, armazenamento e disponibilização dos índices de interrupção também são apresentados. A coleta e armazenamento dos dados de interrupções devem atender às diretrizes apresentadas no Módulo. Nesta etapa destacam-se as disposições sobre o período de apuração e cálculo dos indicadores de continuidade. O período de apuração será mensal e o valor do indicador de continuidade, trimestral ou anual, de cada conjunto, será calculado com base em fórmulas apresentadas na seção.

Em item próprio, a seção trata da definição das metas de continuidade de serviço. Para estabelecimento dos indicadores de continuidade, as distribuidoras devem, conforme estabelecido no Módulo, enviar, anualmente à ANEEL, em período pré-estabelecido, os atributos físico-elétricos, por conjunto de unidades consumidoras. Além de apresentar os atributos, a seção detalha e caracteriza os atributos com o objetivo de esclarecer tópicos relativos ao envio dos dados à ANEEL.

Como inovação da seção, vincula-se o processo de determinação dos valores das metas anuais dos indicadores de continuidade dos conjuntos de unidades consumidoras ao processo de Audiência Pública de Revisão Tarifária Periódica. Assim, anteriormente ao estabelecimento por meio de Resolução específica, os valores das metas anuais dos indicadores serão disponibilizados na referida Audiência Pública.

Assim, considerando que o processo de definição de metas ocorrerá simultaneamente à revisão das tarifas, as alterações propostas objetivam por fim ao processo de revisão extraordinária das metas anuais de DEC e FEC. Fica também eliminado o processo de revisão extraordinária da configuração de conjuntos de unidades consumidoras.

Os padrões para os indicadores de continuidade individuais (DIC, FIC e DMIC) são tratados na seção. Os padrões deverão obedecer aos valores estabelecidos, ou, quando existirem, aos valores estabelecidos em Resolução específica da distribuidora.

Também sobre os indicadores de continuidade individuais, o Diretor Relator do PRODIST determinou a revisão dos valores por meio de nova metodologia consolidada para redimensionamento do DIC, FIC e DMIC.

Por fim, a seção trata das penalidades pela violação de padrão do indicador de continuidade individual e coletivo. Com relação à violação do indicador individual, a seção traz outra inovação ao propor mudança no cálculo do valor da compensação pela violação. Pela modificação, a compensação será calculada baseando-se no valor do encargo de uso do sistema de distribuição e não mais no valor líquido das faturas de energia elétrica dos consumidores.

4.9.4 Seção 8.3 - Disposições Transitórias

A seção trata do planejamento do processo de implantação dos indicadores de qualidade do produto energia elétrica para os fenômenos harmônicos, desequilíbrio de tensão, flutuação de tensão e variação de tensão de curta duração. Fica estabelecido que, após o futuro período de testes, serão estabelecidos os valores limites para os parâmetros definidos.

Os valores-limite para os indicadores de qualidade do produto serão definidos após apuração e análise das medições que deverão ser realizadas durante período mínimo de três anos. Assim, a seção prevê que após a aprovação do PRODIST, a ANEEL, por meio de resoluções específicas, estabelecerá os procedimentos, responsabilidades e prazos para desenvolvimento das campanhas de medições para cada um dos novos

indicadores de qualidade. Para isso, serão considerados os programas de medições destinadas à identificação dos indicadores de qualidade do produto do sistema de distribuição, visando a consolidação dos dados e estabelecimento de padrões de referência.

A seção prevê a futura definição de metas e prazos a serem observados pelas distribuidoras, com vistas à implementação de programa de acompanhamento e controle dos indicadores de qualidade. Por fim, última seção apresenta figura ilustrando as etapas da implantação da definição dos indicadores e padrões de qualidade.

5 CONSTATAÇÕES E RECOMENDAÇÕES NO ÂMBITO DA APLICAÇÃO DO PRODIST

O PRODIST consiste em um manual de procedimentos técnicos e sua elaboração decorreu da necessidade de consolidação da regulação técnica de forma precisa e uniformizada para o ambiente de distribuição de energia elétrica brasileiro, suprimindo aspectos técnicos tratados individualmente pelas distribuidoras. Nessa linha, os módulos técnicos do PRODIST foram elaborados com intuito de criar um compêndio que regulamente diferentes aspectos relativos aos sistemas de distribuição, sistematizando ações das distribuidoras e do próprio órgão regulador.

Conforme mostrado anteriormente no Capítulo 3, a homologação dos Módulos do PRODIST foi realizada por meio de ato normativo próprio (Resolução Normativa), o que conferiu eficácia e validade aos procedimentos.

O PRODIST foi aprovado pela ANEEL no âmbito das competências legais da Agência, conforme previstas na Lei nº 9.427/1996 e no Decreto nº 2.335/1997. Notadamente, foram exercidas as competências para regular os serviços de energia elétrica, cumprir e fazer cumprir as disposições regulamentares relacionadas aos serviços de energia elétrica, aprovar metodologias e procedimentos para otimização dos sistemas, estimular a melhoria dos serviços prestados e zelar pela sua adequada qualidade.

Entre as recomendações iniciais, destaca-se que, necessariamente, o PRODIST deve ser implantado e atualizado de modo a não permitir o congelamento, puro e simples, de todos os conceitos e procedimentos atualmente utilizados na distribuição de energia elétrica. Ao contrário, o Documento deve ser instruído e atualizado para não apenas ter a capacidade de antecipar tendências, mas de induzir o mercado de distribuição de energia elétrica na direção de práticas mais competitivas, uniformes e eficientes.

Para a consolidação da aplicação do PRODIST e obtenção de regras e procedimentos mais claros e bem definidos, o conhecimento de algumas características que envolvem o setor elétrico nacional e a caracterização do Documento são importantes. Na linha da caracterização, destacam-se o processo de elaboração e o teor dos módulos que

compõem o PRODIST, com destaque para as inovações e os principais pontos do Documento.

Os assuntos comentados no parágrafo anterior já foram apresentados em capítulos precedentes e, portanto, cabe agora apresentar algumas constatações e recomendações sobre o tema. Portanto, nesta etapa do texto são tratados diferentes aspectos, envolvendo a aplicação do PRODIST, seus desafios e oportunidades decorrentes.

Assim, a seguir são apresentadas algumas sugestões e indicações de melhoria que necessariamente passam pela implantação e atualização do PRODIST. São ilustrados pontos passíveis de análise e reflexão para a correta tomada de decisão sobre a implantação de novos regulamentos ou revisão de normas já existentes.

5.1 O CÓDIGO DA DISTRIBUIÇÃO

A idéia de disciplinar aspectos técnicos tratados individualmente pelas distribuidoras, reunir a regulamentação e disponibilizá-la em uma única fonte remete ao conceito da criação de um Código. E essa é uma vantagem intrínseca ao formato adotado pelo PRODIST: compilar em um único documento os aspectos técnicos relacionados aos segmento de distribuição.

Tal modelo também foi adotado pela regulamentação de outros países, com a criação do Distributon Code, por exemplo, nas Filipinas (ERC, 2001), Inglaterra, País de Gales, Escócia (DCode, 2010), Irlanda (ESB, 2007), Portugal, entre outros países.

Na linha do Código da Distribuição, a consolidação trazida pelo PRODIST cria vantagens: uniformização de atividades das distribuidoras, facilita a consulta pelos agentes interessados aos temas, aumenta a publicidade para todos os procedimentos disciplinados e evita o surgimento de pontos de conflito entre os regulamentos.

Para o último dos benefícios citados no parágrafo anterior (evitar o surgimento de pontos de conflito entre os regulamentos), cabe uma ressalva. Após a aprovação da primeira versão do PRODIST pela Resolução Normativa nº 345/2008, a maior parte dos assuntos contidos no Módulo 8 eram aspectos já abordados em outras resoluções:

Resolução nº 024/2000, Resolução nº 505/2001 e Resolução nº 520/2002. Desse modo, com a aprovação da primeira versão o PRODIST, ocorreu a situação em que um mesmo assunto era tratado concomitantemente em documentos diferentes, o que se constitui em uma prática regulatória contestável. Conforme já comentado, o próprio edital de licitação estabeleceu que o PRODIST deveria incorporar os procedimentos contidos em resoluções ou mesmo incorporar artigos de resoluções que deveriam ser revogadas ou modificadas.

Assim a recomendação aqui apresentada é que de fato ocorra a consolidação da regulamentação em um único documento. Tal situação só foi “ajustada”, com a recente Revisão 1 do PRODIST¹, quando ocorreu a revogação das três resoluções citadas no parágrafo anterior. Com isso, a proposta aqui apresentada é que o Módulo 8 mantenha em seu texto a consolidação de todas as disposições relativas à qualidade da energia elétrica no âmbito dos sistemas de distribuição.

5.1.1 O PRODIST e a interface com as Condições Gerais de Fornecimento

O mesmo raciocínio apresentado anteriormente deve valer para os demais módulos e, assim, deve-se evitar que um mesmo assunto seja tratado ao mesmo tempo em documentos distintos. Como recomendação, sugere-se que a ANEEL realize reavaliação sobre o tópico aqui levantado, especialmente sobre as intersecções, ainda que pequenas, entre a Resolução Normativa nº 456/2000² e os Módulos 3 e 5.

Durante o processo de elaboração do PRODIST, um ponto controverso foi a interface entre a Resolução Normativa nº 456/2000 e os módulos. Uma primeira minuta da resolução que aprovaria o PRODIST previa a revogação e alteração de muitos dos artigos da Resolução nº 456/2000, o que causaria uma mudança considerável neste último regulamento. Aliás, essas mudanças foram analisadas e esse foi o mote que levou a Procuradoria Federal da ANEEL a recomendar adequações de forma e conteúdo nos

¹ Conforme comentado, a Resolução Normativa nº 395/2009 aprovou a Revisão 1 dos Procedimentos de Distribuição – PRODIST.

² A Resolução Normativa nº 456, de 29 de novembro de 2000 estabelece, de forma atualizada e consolidada, as Condições Gerais de Fornecimento de Energia Elétrica. Tal Resolução passa por processo de revisão, conforme consta na Audiência Pública AP 08/2008 e Consulta Pública CP 02/2009, mas ainda em maio de 2010 a revisão não havia sido concluída pela ANEEL.

Módulos, o que posteriormente induziu a criação da Comissão de Trabalho, conforme mostrado anteriormente no item 3.6.

Diante do exposto, verifica-se a necessidade de clara definição sobre as responsabilidades e competências de algumas unidades organizacionais da ANEEL, em especial as atividades de regulação dos serviços de distribuição e de regulação da comercialização da eletricidade, o que, em última instância, reflete nos regulamentos da ANEEL e na estabilidade regulatória.

Nessa linha, para a separação das atividades entre unidades organizacionais da ANEEL - e conseqüentemente das abrangências dos regulamentos - devem ser observados os princípios da desregulamentação da indústria de eletricidade tais como a separação da demanda do componente relativo à energia e separação das atividades técnicas das atividades comerciais.

Assim, com intuito de consolidar o Código da Distribuição e evitar sobreposições, conclui-se que cabe ao PRODIST contemplar as regras e procedimentos sobre a execução de atividades de regulação técnica do serviço de distribuição de energia elétrica, atividades relacionadas ao serviço fio, à disponibilização de infra-estrutura, à demanda, e ao uso da rede, incluindo as diferentes atividades técnicas decorrentes (medição, qualidade, perdas técnicas, operação, acesso, etc.). Já as condições gerais de fornecimento devem tratar de aspectos comerciais, dos atos de relações e do atendimento ao consumidor.

Porém, ressalta-se que a abrangência do termo “atendimento ao consumidor” deve ser analisada em um âmbito limitado e não deve ser, simplesmente, interpretada como uma situação que envolve direitos e deveres entre consumidores e distribuidoras. Essa interpretação simplista levaria a conclusão incorreta de que atividades como a definição do valor a ser pago pelo consumidor (determinação da tarifa de fornecimento) seria uma relação comercial a ser regulamentada no âmbito da comercialização da eletricidade.

Também por essa interpretação simplista, o atendimento de reclamações de consumidores e a resolução de conflitos (mediação) seriam atribuições na esfera de

regulação da comercialização da eletricidade, o que não é verdade, já que existe unidade organizacional na ANEEL com competências definidas com essas atribuições.

Em resumo, com vistas a consolidar o Código de Distribuição e evitar o sobreposição entre regulamentos, verifica-se a necessidade de clara definição sobre as responsabilidades e competências internas à ANEEL e conseqüentemente das abrangências dos regulamentos.

5.1.2 Regulamentação das condições de acesso na distribuição e na transmissão

Como comentado, o PRODIST foi elaborado observando, no que couber, os outros regulamentos emitidos pela ANEEL, em especial os Procedimentos de Rede. A própria elaboração dos módulos do PRODIST observou referências e trabalhos desenvolvidos pelo ONS relativos aos Procedimentos de Rede, em especial os Módulos 3, 4 e 5 e 8.

O Módulo 5, por exemplo, remete aos Procedimentos de Rede toda a regulamentação sobre os SMF, mesmo que sejam acessantes na distribuição. Tal remissão foi a saída encontrada para evitar que dois documentos diferentes tratassem do mesmo tema. Já para o Módulo 8, as referências nos Procedimentos de Rede não possuem uma aplicabilidade direta aos sistemas de distribuição, mas serviram de modelo para a definição de indicadores e padrões, principalmente sobre harmônicos, desequilíbrio de tensão, flutuação de tensão e variações de tensão de curta duração.

Ainda que os Procedimentos de Rede e os de Distribuição possuam certa relação e ainda que a regulamentação em alguns casos seja conjunta para distribuição e transmissão (Resoluções Normativas nº 281/1999, nº 371/21999 e nº 068/2004³), a proposta aqui

³ Resolução nº 281, de 1º de outubro de 1999: estabelece as condições gerais de contratação do acesso, compreendendo o uso e a conexão, aos sistemas de transmissão e distribuição de energia elétrica.

Resolução nº 371, de 29 de dezembro de 1999: Regulamenta a contratação e comercialização de Reserva de Capacidade por autoprodutor ou produtor independente, para atendimento a unidade consumidora diretamente conectada às suas instalações de geração.

Resolução nº 68, de 8 de junho de 2004: estabelece os procedimentos para acesso e implementação de reforços nas DIT, não integrantes da Rede Básica, e para a expansão das instalações de transmissão de âmbito próprio, de interesse sistêmico, das concessionárias ou permissionárias de distribuição.

apresentada é a total separação entre os regulamentos desses dois ambientes, devido aos argumentos apresentados a seguir.

A separação da regulamentação de acesso para transmissão e distribuição é motivada pelas diferenças entre esse dois segmentos, sejam nos modelos regulatórios adotados pela ANEEL, sejam nas dimensões, nos montantes e nas atividades de cada um desses dois ambientes. Ambos os ambientes possuem características de monopólio natural (indústria de rede) e devem ser fortemente regulados, mas enquanto a transmissão trata do “atacado de potência” a distribuição trata do “varejo de potência”.

Para o segmento de transmissão de energia elétrica, as transmissoras desempenham as atividades após a concessão de instalações (linhas, subestações, etc.). Tal concessão é obtida após a realização de licitação na modalidade de leilão. As transmissoras são responsáveis pela implementação de ampliações e reforços nas instalações existentes, sempre após a autorização da ANEEL. Na transmissão, as obras de expansão apresentam caráter sistêmico, atendem ao planejamento setorial determinativo e seguem orientações e definições da EPE e do ONS.

Ainda no segmento de transmissão, com vistas a remunerar o investimento realizado com a expansão do sistema e recompensar a prestação dos serviços (cobrir custos de operação e manutenção das instalações), as transmissoras recebem uma Receita Anual Permitida – RAP (baseada no modelo de Revenue Cap) que é definida pela ANEEL.

Por outro lado, na distribuição, o modelo regulatório adotado é de limite de preço (baseado no modelo de Price Cap). Segundo a definição adotada pela ANEEL, os ativos de distribuição (linhas, subestações, etc.) são tratados como parte da rede global das distribuidoras e são remunerados por meio de uma parcela embutida nas tarifas de uso. Assim, os custos com ativos são incluídos no conjunto regulatório de ativos das distribuidoras (base de remuneração regulatória⁴) e são remunerados por meio das tarifas pagas pelos usuários da rede.

⁴ Conforme definido pela ANEEL, base de remuneração são investimentos prudentes, requeridos pela distribuidora para prestar o serviço público de distribuição de acordo com as condições estabelecidas no contrato de concessão, avaliados a preços de mercado e adaptados através dos índices de aproveitamento.

No ambiente de distribuição, as distribuidoras devem realizar o atendimento ao seu mercado, mas não seguem planejamento determinativo e não necessitam de receber autorização da ANEEL para realização da expansão do sistema.

As diferenças apresentadas anteriormente refletem nos procedimentos de acesso aplicáveis a centrais geradoras e unidades consumidoras: os prazos para atendimentos, as regras para realização de obras e os critérios de remuneração são distintos. Ao longo do tempo, a prática e as experiências vividas pela ANEEL mostraram que as particularidades dos ambientes causam dificuldades para uniformização dos processos de acessos e que uma regulamentação conjunta nem sempre é a mais adequada.

Assim, os argumentos supracitados embasam a necessidade de separação entre a regulamentação do acesso – compreendendo o uso e a conexão - para transmissão e distribuição. Recomenda-se que as Resoluções Normativas nº 281/1999, nº 371/21999 e nº 068/2004 sejam revistas de modo que essa separação ocorra.

A partir dessa separação, recomenda-se que os assuntos relativos à distribuição e que são tratados nas Resoluções mencionadas sejam totalmente incorporados no PRODIST e na resolução normativa que aprova esses Procedimentos. Assim, o objetivo é reunir os temas em um documento único, consolidando o formato do Código da Distribuição e atingindo os benefícios decorrentes desse formato, conforme mencionado anteriormente.

5.2 ATUALIZAÇÃO E AMPLIAÇÃO DO PRODIST

No desenvolvimento do processo de regulamentação do setor elétrico, algumas alterações são naturalmente necessárias, especialmente em uma norma ampla, abrangente e complexa como o PRODIST. Ressalta-se que o Documento foi recentemente alvo de uma primeira revisão, em especial devido às recomendações da Diretoria Colegiada em revisar temas específicos no Módulo 3 e 8 (ANEEL, 2009b).

Apesar da necessidade de alteração em alguns pontos, deve-se buscar o menor número de revisões, com vistas a alcançar estabilidade regulatória com a definição de regras sólidas. O ideal é ponderar as duas necessidades: atualização versus estabilidade. Nos

primeiros anos de aplicação do PRODIST, é esperado que algumas revisões aconteçam, mas em médio e longo prazo as mudanças devem ser reduzidas.

Os Procedimentos de Rede, por exemplo, passaram por um período de aprovação provisória e após alguns anos nessa situação foram aprovados de forma permanente. Durante a elaboração do PRODIST, essa possibilidade de aprovação provisória foi levantada, mas não foi a solução adotada e o Documento teve a aprovação definitiva já para o primeiro ano de vigência.

Considerando essas ponderações sobre a revisão do Documento e no intuito de consolidar a regulamentação da distribuição, além dos pontos comentados anteriormente no item 5.1, a seguir são detalhados alguns itens passíveis de mais detalhamento ou de incorporação no PRODIST.

5.2.1 Acesso entre distribuidoras

A Revisão 1 do PRODIST inseriu itens tratando de procedimentos quando o acessante for outra distribuidora. Porém, a regulamentação apresentada pode ser considerada simplificada e o texto recentemente publicado pode ser insuficiente para resolver os problemas ocorridos na prática.

Com isso, sugere-se um maior detalhamento desses procedimentos, notadamente sobre os procedimentos relacionados à responsabilidade financeira pela conexão. Nesse contexto, devem ser detalhadas as responsabilidades sobre as adaptações no sistema elétrico da acessada em decorrência do acesso de outra distribuidora, ou do aumento de carga de distribuidora já conectada. Os casos ocorridos na prática se constituem em bons exemplos para balizar o detalhamento desses procedimentos.

5.2.2 Medição Eletrônica

De um modo geral, no Brasil, os medidores eletrônicos estão presentes em subestações, em pontos de conexão de fronteiras entre distribuidoras e a Rede Básica. A tecnologia também já é aplicada no mercado livre, em unidades consumidoras atendidas por sistemas de distribuição de média e alta tensão.

Em diversos outros países já há aproveitamento em massa da tecnologia, com grande implantação de medidores eletrônicos para todos os tipos de unidades consumidoras, incluindo aquelas conectadas em baixa tensão. Em uma análise mundial, os novos sistemas de medição têm sido instalados em maior escala nos últimos devido à existência de inovação em tecnologias de informação e atuais técnicas de comunicação, além de diversas vantagens apresentadas (Lamin, 2009).

Diante dos benefícios apresentados pelos sistemas de medição eletrônica, algumas distribuidoras brasileiras estão aumentando a utilização dessa tecnologia em baixa tensão, porém ainda de forma tímida quando comparada a outros países (Lamin, 2009).

A constatação é que a inexistência no Brasil de determinação regulatória para as funcionalidades mínimas do medidor eletrônico para baixa tensão faz com que as distribuidoras empreguem os medidores do modo mais oportuno aos seus interesses. Em outros casos, os preços de modelos básicos de medidores eletrônicos são menores do que os eletromecânicos e, com isso, o menor custo foi o fator decisivo para sua compra.

Ressalta-se que falta de regulamentação e determinações da ANEEL sobre a matéria pode prejudicar o aperfeiçoamento de processos relativos à tarifação, faturamento e apuração dos indicadores de qualidade, perdendo a oportunidade de mudança coordenada do parque de medição brasileiro. Assim, necessariamente, deve haver intervenção do órgão regulador, já que os medidores podem realizar funções relevantes em quase todos os aspectos do setor elétrico (faturamento, tarifação, planejamento, operação, etc.).

Um eventual plano de substituição de medidores já está na pauta das discussões da ANEEL. A Agência realizou um seminário internacional sobre o tema em setembro de 2008, e, em janeiro de 2009, foi aberto processo de debate com a sociedade sobre a implantação de medidores eletrônicos em unidades consumidoras ligadas em baixa tensão: Consulta Pública ANEEL nº 015/2009 (ANEEL, 2009c).

As experiências internacionais e as referências bibliográficas já existentes (Lamin, 2009) se constituem em ferramentas importantes para a expansão da medição eletrônica.

Nessa linha, a recomendação aqui apresentada é que efetivamente se crie uma regulamentação sobre a implantação em massa de medição eletrônica, com a determinação de regras, procedimentos e metas de implantação.

Sugere-se que exista a criação de uma resolução normativa com a definição de metas de longo prazo e com aspectos regulatórios determinativos, enquanto os procedimentos relativos ao tema - incluindo as funcionalidades e as grandezas a serem medidas - sejam incluídos no Módulo 5 do PRODIST.

5.2.3 O fim das campanhas de medição

Conforme comentado no Capítulo 4, uma das seções do Módulo 2 trata da caracterização da carga e do sistema elétrico⁵: fica definido que as distribuidoras devem caracterizar a carga de suas unidades consumidoras e o carregamento de seus transformadores, por meio de informações oriundas de campanhas de medição.

Durante a elaboração do PRODIST, as minutas do Módulo 2, era determinado que as distribuidoras deveriam manter serviço permanente de caracterização da carga, em substituição às campanhas de medição. Os medidores permanentes também seriam vinculados à monitoração de índices de qualidade, tais como harmônicos, desequilíbrio de tensão, flutuação de tensão e variação de tensão de curta duração, definidos no Módulo 8. Devido às contribuições recebidas, a exigência pela medição permanente foi abandonada, passando a ser regulamentada a realização de campanhas periódicas.

A determinação pela medição permanente para caracterização de curva de carga e para monitoração da qualidade da energia elétrica, excluída da versão final do Módulo 2, consistiria em um dos principais destaques e novidades do PRODIST. O disposto na versão final do módulo não vincula as campanhas de medição ao levantamento dos distúrbios de qualidade citados e, assim, o documento não traz a inovação antes pretendida.

⁵ Conforme já relatado, ressalta-se que a caracterização de carga e do carregamento é etapa constituinte do cálculo das Tarifas de Referência necessárias para a revisão da TUSD das distribuidoras em processo de revisão tarifária periódica.

Assim, recomenda-se que na regulamentação sobre medição eletrônica sugerida no item 5.2.2 seja analisada a necessidade da caracterização da carga e do sistema elétrico, incorporando questões de qualidade. O ideal é que o plano de substituição de medidores contemple equipamentos específicos. Assim, sugere-se que seja estabelecida uma amostra que represente a rede e que possa gerar estimativas seguras o carregamento e o estado operativo da rede, possibilitando a supervisão do alimentador ou subsistema elétrico de interesse.

5.2.4 Qualidade do Produto

Com relação à qualidade do produto, conforme comentado, o Módulo 8 traz inovações para o segmento de distribuição ao contemplar novos aspectos relativos a perturbações na forma de onda de tensão, tais como distorções harmônicas, desequilíbrio de tensão, flutuação de tensão e variações de tensão de curta duração. Para esses fenômenos, o Módulo apresenta disposições que possuem caráter indicativo: não ocorre a fixação de valores limites e não existe a obrigatoriedade, neste momento, de medição e levantamento desses distúrbios.

Porém, o próprio Módulo 8 estabelece que no futuro, a ANEEL pretende, por meio de regulamentos específicos, estabelecer os procedimentos, as responsabilidades e os prazos para desenvolvimento das campanhas de medições para cada um dos indicadores de qualidade definidos, considerando, por exemplo, definição de metas e prazos a serem observados pelas distribuidoras e implementação de programa de acompanhamento e controle dos novos indicadores de qualidade.

A Agenda Regulatória para a os serviços de distribuição prevê que a ANEEL estude o tema no quarto trimestre de 2010 (ANEEL, 2010b). Porém, sugere-se que o estudo e as decisões necessárias sejam feitos por meio de uma contratação realizada pela Agência. Tal sugestão justifica-se devido a especificidade e complexidade dos temas. A contratação poderia envolver membros da academia, centros de pesquisa e representantes da indústria, de modo que os resultados possam atingir foco adequado.

Ainda que Agenda Regulatória já preveja estudos para o fim de 2010, sugere-se que a regulamentação ocorra em médio prazo, já que o tema não é tão oportuno quanto outros

itens enfrentados pela Agência e tratados neste texto. A regulamentação aqui proposta deve ser inserida no Módulo 8 do PRODIST.

Novamente sugere-se que ocorra interseção com a regulamentação sobre medição eletrônica sugerida no item 5.2.2.

5.2.5 Ressarcimento de danos elétricos

Atualmente, a Resolução Normativa nº 61, de 29 de abril de 2004, estabelece as disposições relativas ao ressarcimento de danos elétricos em equipamentos elétricos instalados em unidades consumidoras, causados por perturbação ocorrida no sistema elétrico. O ressarcimento decorrente por danos elétricos consta nos contratos de concessão de distribuição de energia elétrica, que asseguram aos consumidores tal direito⁶.

Apesar da Resolução nº 61/2004 ter sido recentemente revisada e atualizada⁷, sugere-se que os procedimentos relativos aos processos de ressarcimento de danos elétricos sejam detalhados, o que deve ser feito por meio da criação de um novo módulo no PRODIST, ou seja, o Módulo 9, que deve ser criado com o objetivo de padronizar a análise dos pedidos de ressarcimento.

Ou seja, a criação do Módulo 9 visa a padronização da análise das solicitações de ressarcimento de dano elétrico. Muito embora a Resolução nº 061/2004 estabeleça os critérios para tal análise e já haja um extenso histórico de entendimentos exarados pelas áreas técnicas e pela Diretoria Colegiada da ANEEL, as distribuidoras não têm aplicado a norma de maneira uniforme. Isso ocorre principalmente em função do grau de liberdade e da posição privilegiada da distribuidora na análise dos pedidos de ressarcimento que ela mesma irá pagar.

⁶ As disposições da regulamentação se aplicam, exclusivamente, aos casos de dano em unidade consumidora atendida em tensão igual ou inferior a 2,3 kV, considerando, exclusivamente, o dano elétrico do equipamento, não incluindo ressarcimento por danos morais, lucros cessantes ou outros danos emergentes, bem como aqueles casos já decididos por decisão judicial transitada em julgado.

⁷ Alteração realizada em abril de 2009 pela Resolução Normativa nº 360/2009.

Considerando que há necessidade de isonomia no tratamento aos consumidores, independente da distribuidora ao qual as unidades consumidoras estão conectadas, é preciso que existam parâmetros ainda mais objetivos. Nessa linha, o Módulo 9 estabeleceria tais critérios e vincularia os procedimentos adotados na análise dos pedidos de ressarcimento, restringindo a discricionariedade das distribuidoras.

Ademais, o Módulo 9 determinaria o passo-a-passo detalhado a ser adotado desde o recebimento da solicitação de ressarcimento até o a etapa final de pagamento. A essência do Módulo seria a vinculação da análise do mérito das solicitações aos procedimentos, de modo que a procedência do pedido estaria determinada objetivamente no Módulo, não cabendo interpretações subjetivas da distribuidora.

6 CONCLUSÕES

Diante do exposto, conclui-se que os objetivos inicialmente levantados para o trabalho de dissertação foram cumpridos. Dentro de uma visão regulatória, um dos escopos do trabalho era destacar a necessidade da implementação e a importância dos Procedimentos de Distribuição - PRODIST, além de apresentar o ambiente institucional e definir o âmbito de aplicação desses Procedimentos, situando a conjuntura disciplinada pelos Módulos constituintes e os agentes do setor elétrico a eles subordinados.

Também como objetivo do texto estava a apresentação dos elementos relevantes sobre as fases de elaboração e o conteúdo do PRODIST, ilustrando as inovações e os destaques do documento.

Assim, considera-se que os objetivos propostos pelo presente trabalho foram atingidos. O texto elaborado tem a natureza de uma dissertação documental, apresenta um compêndio de informações sobre o PRODIST e se constitui em uma fonte bibliográfica relevante sobre a elaboração e sobre o teor desses Procedimentos. Conforme comentado, o texto apresentou a vivência e as experiências de quem atuou ativamente no processo de elaboração, implantação, consolidação do PRODIST.

6.1 CONSIDERAÇÕES FINAIS

A elaboração das normas e procedimentos relacionados à regulamentação dos serviços de eletricidade se constitui em etapa fundamental para a coordenação do histórico do setor elétrico. O prosseguimento desse processo de construção regulatória sugere aperfeiçoamento adequado e contínuo das regras ora estabelecidas. É nesse contexto que a elaboração do PRODIST se enquadra.

Conforme sugerido pelo Anexo H do Relatório Consolidado do Projeto RESEB, os procedimentos do setor elétrico nacional deveriam ser editados de forma que cada documento contemplasse segmentos distintos. Com isso, o RESEB apresentou proposições para os documentos regulatórios necessários para implementar o mercado

de energia elétrica no Brasil. Nesse sentido, a reestruturação do setor deveria ser balizada pela edição de “Procedimentos para Comercialização Competitiva, Procedimentos de Rede e Procedimentos de Distribuição”.

Assim, com relação aos sistemas de transmissão, o ONS publicou, em 2002, com a participação dos agentes e homologação pela ANEEL, o documento intitulado Procedimentos de Rede, que estabelece os procedimentos e requisitos técnicos para o planejamento, a implantação, o uso e a operação do Sistema Interligado Nacional. Já os Procedimentos de Comercialização foram editados pela CCEE e, do mesmo modo, foram homologados pela ANEEL. Para seguir as recomendações do RESEB e consolidar a regulamentação do setor, restava a edição dos Procedimentos de Distribuição.

Diante desse cenário, o PRODIST foi editado e esse foi o tema do presente trabalho. O Capítulo 2 mostrou informações sobre o setor elétrico nacional, com destaque para a apresentação do histórico, das atuais instituições, atos legais e regulamentação pertinente. O objetivo do Capítulo 2, além de se constituir em referência bibliográfica sobre o histórico do setor, era relacionar o conteúdo apresentado no texto com a aplicabilidade do PRODIST, comentando sobre a inserção do documento no setor elétrico nacional.

Após a contextualização, o Capítulo 3 destacou as principais fases de elaboração do PRODIST. Conforme ilustrado, a ANEEL iniciou ainda em 2000 a contratação do CEPEL para elaboração da versão preliminar, a partir do Anexo H do Relatório Final da Coopers & Lybrand e da documentação disponível no âmbito do GCPS, GCOI e ABRADÉE. O Capítulo 3 mostrou que a elaboração do PRODIST passou por diversas fases e foi tema de várias reuniões que proporcionaram a incorporação de contribuições para aperfeiçoamento dos Módulos. Por fim, a primeira versão do PRODIST foi aprovada pela Resolução Normativa nº 345/2008.

Durante todo o processo de elaboração do PRODIST, com o objetivo de dar publicidade, foram disponibilizadas no sítio eletrônico da ANEEL as premissas, as versões preliminares e as versões finais de cada Módulo. Além disso, para os colaboradores da Agência, no espaço destinado à SRD na Intranet, também foram

disponibilizadas informações sobre os Procedimentos. Assim, conclui-se que, diante da abertura para o recebimento de contribuições e diante da publicidade adotada, o PRODIST, antes mesmo da aprovação final pela diretoria Colegiada da ANEEL, já era um documento conhecido por grande parte dos agentes do setor elétrico.

Todo o processo de elaboração do PRODIST baseou-se nos princípios de modicidade tarifária, direitos e deveres equilibrados, função da distribuição de energia, tratamento isonômico para usuários da rede e um sistema de informações sistemáticas de modo a auxiliar nos processos de regulação, fiscalização e mediação da ANEEL.

Diante do exposto no Capítulo 4, conclui-se que os Procedimentos de Distribuição são documentos técnicos que objetivam disciplinar as atividades de distribuição de energia elétrica no país. Conforme destacado, o Documento disciplina o relacionamento entre os agentes setoriais no que se refere aos sistemas elétricos de distribuição de propriedade das distribuidoras, que incluem as redes e linhas de distribuição de energia elétrica em tensão inferior a 230 kV, seja em baixa, média ou alta tensão.

Os oito módulos que compõem o PRODIST - amplamente discutidos no Capítulo 4 - são documentos regulatórios que padronizam as atividades técnicas relacionadas ao funcionamento e desempenho dos sistemas de distribuição de energia elétrica. Assim, o PRODIST compõe-se de documentos que estabelecem os requisitos técnicos mínimos necessários ao planejamento, acesso, operação, medição, perdas e qualidade da energia nos sistemas elétricos de distribuição.

Conforme defendido no Capítulo 5, entende-se que o PRODIST deve ser implantado e atualizado de modo a não permitir a cristalização de todos os conceitos atualmente utilizados na distribuição de energia elétrica. Ao contrário, deve ter não apenas a capacidade de antecipar tendências, mas de induzir o mercado de distribuição de energia elétrica na direção de práticas mais eficientes, complementando de forma harmônica os demais regulamentos da Agência, assegurando tratamento não discriminatório entre os agentes, estabelecendo um fluxo de informações adequadas à ANEEL e buscando modicidade tarifária.

Apesar dos avanços trazidos pelo Documento, constatou-se ainda que existem alguns pontos passíveis de melhoria. Diferentemente da idéia inicial defendida durante a elaboração, a Resolução Normativa nº 345/2008, que aprovou a primeira versão do PRODIST, não revogou resoluções já existentes. Assim, a primeira versão do PRODIST, em algumas partes do texto, contemplou aspectos já regulamentados em outras Resoluções da ANEEL, constituindo-se em uma situação de duplicidade. Tal fato ocorreu notadamente no Módulo 8, mas também é presente em pontos específicos de outros Módulos. Ainda que a primeira revisão do PRODIST tenha resolvido esse problema para o Módulo 8, há necessidade de sanar esse problema em alguns outros itens do documento, conforme mostrado no Capítulo 5.

Nessa linha, também foi mostrado no Capítulo 5 a importância da consolidação do PRODIST no sentido de estruturar o Código da Distribuição. Foram apresentadas constatações sobre a interface com as Condições Gerais de Fornecimento e sobre a necessidade de revisão da regulamentação das condições de acesso na distribuição e na transmissão. Assim, foi defendida a necessidade de evitar o sobreamento entre regulamentos e a necessidade de desvincular regulamentação do acesso – compreendendo o uso e a conexão - para transmissão e distribuição.

O Capítulo 5 ainda apresentou propostas para atualização e ampliação do PRODIST, com destaque para temas relacionados ao acesso entre distribuidoras, medição eletrônica, qualidade do produto energia elétrica e ressarcimento de danos elétricos.

6.2 SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

Sugere-se a realização de trabalhos para levantar e mapear temas passíveis de regulação e de detalhamento por meio de procedimentos. Ou seja, sugere-se que seja realizado diagnóstico para verificar a necessidade de criação de outros módulos para os Procedimentos de Distribuição. Mais do que verificar a necessidade de regulação, o ideal é que trabalhos futuros possam sugerir os próprios procedimentos.

Nesse âmbito, podem ser estudados temas e propostos avanços na regulação e nos procedimentos relativos aos seguintes itens:

- ressarcimento de danos elétricos, com intuito de padronizar a análise dos pedidos;
- acesso de micro-centrais geradoras em sistemas de distribuição de baixa tensão;
- novos aspectos relativos a perturbações na forma de onda de tensão, tais como indicadores de qualidade para distorções harmônicas, desequilíbrio de tensão, flutuação de tensão e variações de tensão de curta duração.

Outra sugestão é a consumação de estudos sobre novas tecnologias que envolvem o ambiente de distribuição de energia elétrica e o papel da regulação para a implantação dessas tecnologias. Assim, diante do conceito das redes inteligentes, ou *smart grid*, deve-se estudar sobre automação e inovações tecnológicas aplicadas à medição, monitoração, operação e manutenção de redes. Deve-se buscar propostas de alteração de regulamentos frente às novas possibilidades, fazendo uma comparação voltada para aspectos técnicos e regulatórios. Assim, deve-se ponderar sobre o papel da ANEEL e da regulação para busca da eficiência no ambiente de distribuição e no setor elétrico como um todo.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica (2002). “**Processo vinculado ao documento do Projeto BRA 98/019 – Consolidação da estrutura técnica e administrativa da ANEEL – Comissão Especial de licitação para contratação dos Procedimentos de Distribuição**”. Processo ANEEL nº 48500.002675/2002-14.

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica (2008a). “**Resultados da Audiência Pública AP 014/2008 relativa aos Procedimentos de Distribuição – PRODIST**”. Nota Técnica nº 0226/2008-SRD/ANEEL. Brasília, Brasil.

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica (2008b). “**Resolução Normativa nº 345, de 16 de dezembro de 2008**”. Aprova os Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST.

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica (2009a). “**Resolução Normativa nº 395, de 15 de dezembro de 2009**”. Aprova a Revisão 1 dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST.

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica (2009b). “**Resultados da Audiência Pública nº 033/2009 relativa à primeira revisão dos Procedimentos de Distribuição – PRODIST**”. Nota Técnica nº 0130/2009-SRD/ANEEL. Brasília, Brasil.

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica (2009c). “**Implantação de Medição Eletrônica em Baixa Tensão – Documento Anexo à Nota Técnica nº 0013/2009-SRD/ANEEL, de 28/01/2009**”. Consulta Pública 015/2009. Brasília, Brasil.

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica (2010a). “**Banco de Informações de Geração**”. Disponível em: <http://www.ANEEL.gov.br>. Acesso em 26 de janeiro de 2010.

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica (2010b). “**Agenda Regulatória Indicativa da Superintendência de Regulação dos Serviços de Distribuição - SRD para 2010**”. Portaria nº 1.447, de 12 de janeiro de 2010.

“**A Vida Cotidiana no Brasil Nacional: a energia elétrica e a sociedade brasileira (1930-1970)**”. Coordenação Marilza Elizardo Brito Rio de Janeiro - RJ: Centro da Memória da Eletricidade no Brasil – Memória da Eletricidade, 2003. 364 p. : Il. Color : 24 cm.

Bortoni, Edson C.; Haddad, Jamil; Mattar, Carlos A. C. (2010); “***Distribution procedures in Brazil: Rules for grid connection***”. *IEEE General Meeting, Power and Energy Society 2010*. Minneapolis, Minnesota, Estados Unidos.

Brasil, Legislação da Presidência da República (1934). “**Decreto nº 24.643, de 10 de julho de 1934**”. Decreta o Código de Águas.

Brasil, Legislação da Presidência da República (1957). “**Decreto nº 41.019, de 26 de fevereiro de 1957**”. Regulamenta os serviços de energia elétrica.

Centro de Documentação - CEDOC da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. “**Reprodução do Decreto nº 24.643/1934 – Código de Águas**”. Disponível em: CEDOC ANEEL.

Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE (2009). “**Informações Gerais**”. Disponível em: <http://www.ccee.org.br>. Acesso em 7 de dezembro de 2009.

Centrais Elétricas Brasileiras S. A. – Eletrobrás (2009a). “**História da Eletrobrás**”. Disponível em http://www.eletrobras.gov.br/Em_Biblioteca_40anos/default.asp. Acesso em 7 de dezembro de 2009.

Centrais Elétricas Brasileiras S. A. – Eletrobrás (2009b). “**Eletrobrás faz 40 anos**”. Disponível em <http://www.eletrobras.gov.br/40anos/default.asp>. Acesso em 7 de dezembro de 2009.

COM-EU - Comissão das Comunidades Europeias (2007). “**Perspectivas para o mercado interno do gás e da eletricidade**”. Comunicação da Comissão ao Conselho e ao Parlamento Europeu. Bruxelas, Bélgica.

DCode - Distribution Code of Great Britain (2010). “**The Distribution Code and the guide to the Distribution Code of licensed distribution network operators of Great Britain**”. Issue 12/February 2010. Inglaterra. Disponível em: <http://www.dcode.org.uk/>. Acesso em 02 de fevereiro de 2010.

“**Eletrobrás: 40 anos**”. Coordenação Ligia Maria Martins Cabral. Rio de Janeiro - RJ: Centro da Memória da Eletricidade no Brasil – Memória da Eletricidade, 2002. 196 p; 28 cm.

ERC - Philippine Energy Regulatory Commission (2001). “**Resolution nº 115/2001**”. Adoption of the Philippine Grid Code and the Philippine Distribution Code. Dezembro de 2001. Pasig City, Metro Manila - Filipinas

ESB Networks (2007). “**Distribution Code Version: V2.0 Approved by Commission for Energy Regulation – CER**”. October 2007. Irlanda. Disponível em: http://www.esb.ie/esbnetworks/about_us/our_networks/distribution_code.jsp. Acesso em 02 de fevereiro de 2010.

“**Energia Elétrica no Brasil – Breve Histórico 1880-2001**”. Rio de Janeiro - RJ: Centro da Memória da Eletricidade no Brasil – Memória da Eletricidade, 2001. 224p.; 15 cm.

Gomes, Antônio C. S.; Abarca, Carlos D. G.; Faria, Elíada A. S. T.; Fernandes, Heloísa H. O. (2003). “**O Setor Elétrico**”. Artigos Técnicos. Brasil.

Furnas Centrais Elétricas S.A (2009). “**Memória Furnas**”. Disponível em www.furnas.gov.br. Acesso em 7 de dezembro de 2009.

Jannuzzi, Antonio. C. (2007). “**Regulação da Qualidade de Energia Elétrica sob o Foco do Consumidor**”. Dissertação de Mestrado em Sistemas Elétricos de Potência,

Publicação PPGENE.DM - 302A/07, Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, DF, xviii, 216p.

Lamin, Hugo (2009). “**Medição eletrônica em baixa tensão: aspectos regulatórios e recomendações para implantação**”. Dissertação de Mestrado em Engenharia Elétrica, Publicação PPGENE.DM-381/09, Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, DF, 184p.

Lamin, Hugo (2009b). “**Procedimentos de Distribuição - Nova era na regulação dos serviços de distribuição de energia elétrica**”. Revista Eletricidade Moderna. Edição 419, p. 112-123 - fevereiro de 2009. Brasil.

“**Luz e Força Movimentando a História**”. Coordenação Liliana Neves Cordeiro de Mello. Rio de Janeiro - RJ: Centro da Memória da Eletricidade no Brasil – Memória da Eletricidade, 2003. 80p.; 22 cm.

Mattar, Carlos A. C; Lamin, Hugo (2008). “**Uma visão regulatória do Smart Grid**”. Revista *Metering Latin America*. Edição 2/2008, p. 10-13.

Memória da Eletricidade (2009). “**Centro da Memória da Eletricidade no Brasil - Memória da Eletricidade**” Disponível em: <http://www.memoria.eletronbras.com.br>. Acesso em 7 de dezembro de 2009.

Ministério de Minas e Energia – MME (1996). “**Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro - Projeto RESEB**”. Preparado por *Coopers & Lybrand* em Consórcio: 1996 – 1998. Brasil.

Ministério de Minas e Energia – MME (2009). “**Institucional - Estrutura Organizacional do MME**”. Brasil. Disponível em: <http://www.mme.gov.br>. Acesso em 7 de dezembro de 2009.

Negrisola, Manoel. E. M.; Lamin, Hugo (2007). “**A importância do PRODIST na distribuição de energia elétrica**”. Revista Engenharia (São Paulo), Edição 580, p. 104-107, 2007. Brasil.

Operador Nacional do Sistema Elétrico (2009). “**A História da Operação do Sistema Elétrico Brasileiro**”. Disponível em www.ons.org.br. Acesso em 7 de dezembro de 2009.

Promon Engenharia (2009). “**Foto aérea da Usina Hidrelétrica Itaipu Binacional**”. Disponível em: <http://www.promonengenharia.com.br>. Acesso em 7 de dezembro de 2009.

Rett, Maurício (2001): “**Charge: Pronunciamento em época de racionamento de energia**”. Disponível em: <http://www.cartunista.com.br>. Acesso em 7 de dezembro de 2009.

Universidade de São Paulo – USP (2009). Departamento de Engenharia Elétrica. “**História da eletricidade e História da eletricidade no Brasil.**” Disponível em <http://www.sel.eesc.sc.usp.br/protecao/protecao.htm>. Acesso em 7 de dezembro de 2009.

ANEXO I - COMPÊNDIO DAS RECENTES NORMAS SANCIONADAS

LEIS

As Leis são normas ou conjunto de normas elaboradas e votadas pelo poder legislativo e se constituem em regras de direito ditadas e tornadas obrigatórias para manter, em uma sociedade, a ordem e o desenvolvimento. Especificamente para o setor elétrico nacional, podem ser enunciadas algumas leis que disciplinam o ambiente eletroenergético no Brasil. Como é de conhecimento, o texto originário de leis possui hierarquia superior aos Decretos e às Resoluções da ANEEL.

No país, não existe formalmente uma consolidação de leis sobre energia elétrica. Assim, as matérias legais existentes não estão organizadas em um compêndio que resultaria em um “Código do Setor Elétrico”.

Nesta etapa do texto são apresentadas as vigentes leis – com respectivos sumários – que abrangem o setor elétrico brasileiro desde a década de 1990:

Lei nº 8.031/1990 - Cria o Programa Nacional de Desestatização, e dá outras providências.

Lei nº 8.631/1993 - Dispõe sobre a fixação dos níveis das tarifas para o serviço público de energia elétrica, extingue o regime de remuneração garantida e dá outras providências.

Lei nº 8.987/1995 - Dispõe sobre o regime de concessão e permissão da prestação de serviços públicos previsto no art. 175 da Constituição Federal, e dá outras providências.

Lei nº 9.074/1995 - Estabelece normas para outorga e prorrogações das concessões e permissões de serviços públicos e dá outras providências.

Lei nº 9.427/1996 - Institui a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, disciplina o regime das concessões de serviços públicos de energia elétrica e dá outras providências.

Lei nº 9.433/97 - Institui a Política Nacional de Recursos Hídricos, cria o Sistema Nacional de Gerenciamento de Recursos Hídricos, regulamenta o inciso XIX do art. 21 da Constituição Federal, e altera o art. 1º da Lei nº 8.001, de 13 de março de 1990, que modificou a Lei nº 7.990, de 28 de dezembro de 1989.

Lei nº 9.478/1997 - Dispõe sobre a política energética nacional, as atividades relativas ao monopólio do petróleo, institui o Conselho Nacional de Política Energética e a Agência Nacional do Petróleo e dá outras providências.

Lei nº 9.648/1998 - Altera dispositivos das Leis no 3.890-A, de 25 de abril de 1961, no 8.666, de 21 de junho de 1993, no 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, no 9.074, de 7 de julho de 1995, no 9.427, de 26 de dezembro de 1996, e autoriza o Poder Executivo a promover a reestruturação das Centrais Elétricas Brasileiras - ELETROBRÁS e de suas subsidiárias e dá outras providências.

Lei nº 9.991/2000 - Dispõe sobre realização de investimentos em pesquisa e desenvolvimento e em eficiência energética por parte das empresas concessionárias, permissionárias e autorizadas do setor de energia elétrica, e dá outras providências.

Lei nº 10.438/2002 - Dispõe sobre a expansão da oferta de energia elétrica emergencial, recomposição tarifária extraordinária, cria o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA), a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), dispõe sobre a universalização do serviço público de energia elétrica, dá nova redação às Leis no 9.427/1996, nº 9.648/1998, nº 3.890-A/1961, nº 5.655/1971, nº 5.899/1973, nº 9.991/2000, e dá outras providências

Lei nº 10.604/2002 - Dispõe sobre recursos para subvenção a consumidores de energia elétrica da Subclasse Baixa Renda, dá nova redação aos arts. 27 e 28 da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, e dá outras providências.

Lei nº 10.637/2002 - Dispõe sobre a não-cumulatividade na cobrança da contribuição para os Programas de Integração Social (PIS) e de Formação do Patrimônio do Servidor Público (Pasep), nos casos que especifica; sobre o pagamento e o parcelamento de débitos tributários federais, a compensação de créditos fiscais, a declaração de inaptidão de inscrição de pessoas jurídicas, a legislação aduaneira, e dá outras providências.

Lei nº 10.762/2003 - Dispõe sobre a criação do Programa Emergencial e Excepcional de Apoio às Concessionárias de Serviços Públicos de Distribuição de Energia Elétrica, altera as Leis nos 8.631, de 4 de março de 1993, 9.427, de 26 de dezembro de 1996, 10.438, de 26 de abril de 2002, e dá outras providências.

Lei nº 10.847/2004 - Autoriza a criação da Empresa de Pesquisa Energética - EPE e dá outras providências.

Lei nº 10.848/2004 - Dispõe sobre a comercialização de energia elétrica, altera as Leis nos 5.655, de 20 de maio de 1971, 8.631, de 4 de março de 1993, 9.074, de 7 de julho de 1995, 9.427, de 26 de dezembro de 1996, 9.478, de 6 de agosto de 1997, 9.648, de 27 de maio de 1998, 9.991, de 24 de julho de 2000, 10.438, de 26 de abril de 2002, e dá outras providências.

Lei nº 11.079/2004 - Institui normas gerais para licitação e contratação de parceria público-privada no âmbito da administração pública.

Lei nº 11.488/2007 - Cria o Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento da Infra-Estrutura - REIDI; reduz para 24 (vinte e quatro) meses o prazo mínimo para utilização dos créditos da Contribuição para o PIS/Pasep e da Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social - COFINS decorrentes da aquisição de edificações; amplia o prazo para pagamento de impostos e contribuições; altera e revoga dispositivos mencionados no texto e dá outras providências.

DECRETOS

O Decreto é uma determinação escrita e emanada pelo Presidente da República, chefe do Poder Executivo Federal. Quando comprado a leis e resoluções, um decreto situa-se

em na posição intermediária no ordenamento jurídico, sendo hierarquicamente superior às resoluções e inferior às leis.

Para o setor elétrico nacional destacam os seguintes recentes decretos:

Decreto nº 1.717/1995 - Estabelece procedimentos para prorrogação das concessões dos serviços públicos de energia elétrica de que trata a Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, e dá outras providências.

Decreto nº 2.003/1996 - Regulamenta a produção de energia elétrica por Produtor Independente e por Autoprodutor e dá outras providências.

Decreto nº 2.335/1997 - Constitui a Agência Nacional de Energia Elétrica -ANEEL, autarquia sob regime especial, aprova sua Estrutura Regimental e o Quadro Demonstrativo dos Cargos em Comissão e Funções de Confiança e dá outras providências.

Decreto nº 2.655/1998 - Regulamenta o Mercado Atacadista de Energia Elétrica, define as regras de organização do Operador Nacional do Sistema Elétrico, de que trata a Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998, e dá outras providências.

Decreto nº 4.336/2002 - Dispõe sobre a utilização de recursos da Reserva Global de Reversão - RGR para o financiamento do atendimento a consumidores de baixa renda, e dá outras providências

Decreto nº 4.413/2002 - Acrescenta dispositivos ao art. 9º do Decreto nº 62.724, de 17 de maio de 1968, que estabelece normas gerais de tarifação para as empresas concessionárias de serviços públicos de energia elétrica.

Decreto nº 4.541/2002 - Regulamenta os arts. 3º, 13, 17 e 23 da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, que dispõe sobre a expansão da oferta de energia elétrica emergencial, recomposição tarifária extraordinária, cria o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica - PROINFA e a Conta de Desenvolvimento Energético - CDE, e dá outras providências.

Decreto nº 4.550/2002 - Regulamenta a comercialização de energia elétrica gerada pela Eletrobrás Termonuclear S.A. - ELETRONUCLEAR, por ITAIPU Binacional e dá outras providências.

Decreto nº 4.562/2002 - Estabelece normas gerais para celebração, substituição e aditamento dos contratos de fornecimento de energia elétrica; para tarifação e preço de energia elétrica; dispõe sobre compra de energia elétrica das concessionárias de serviço público de distribuição; valores normativos; estabelece a redução do número de submercados; diretrizes para revisão da metodologia de cálculo das Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão - TUST e dá outras providências.

Decreto nº 4.667/2003 - Altera o Decreto nº 4.562, de 31 de dezembro de 2002, que estabelece normas gerais para celebração, substituição e aditamento dos contratos de fornecimento de energia elétrica; para tarifação e preço de energia elétrica; dispõe sobre compra de energia elétrica das concessionárias de serviço público de distribuição; valores normativos; estabelece a redução do número de submercados; diretrizes para revisão da metodologia de cálculo das Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão - TUST; o Decreto nº 62.724, de 17 de maio de 1968, que estabelece normas gerais de tarifação para as empresas concessionárias de serviços públicos de energia elétrica, e dá outras providências.

Decreto nº 4.713/2003 - Revoga o art. 4º do Decreto nº 4.562, de 31 de dezembro de 2002, que estabelece normas gerais para celebração, substituição e aditamento dos contratos de fornecimento de energia elétrica; para tarifação e preço de energia elétrica; dispõe sobre compra de energia elétrica das concessionárias de serviço público de distribuição; valores normativos; estabelece a redução do número de submercados; diretrizes para revisão da metodologia de cálculo das Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão – TUST.

Decreto nº 4.767/2003 - Regulamenta o § 7º do art. 27 da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, altera o inciso VI do art. 6º do Decreto nº 4.562, de 31 de dezembro de 2002, e dá outras providências.

Decreto nº 4.873/2003 - Institui o Programa Nacional de Universalização do Acesso e Uso da Energia Elétrica - "LUZ PARA TODOS" e dá outras providências.

Decreto nº 5.025/2004 - Texto compilado Regulamenta o inciso I e os §§ 1º, 2º, 3º, 4º e 5º do art. 3º da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, no que dispõem sobre o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica - PROINFA, primeira etapa, e dá outras providências

Decreto nº 5.081/2004 - Regulamenta os arts. 13 e 14 da Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998, e o art. 23 da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, que tratam do Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS.

Decreto nº 5.163/2004 - Regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica, e dá outras providências.

Decreto nº 5.175/2004 - Constitui o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico - CMSE de que trata o art. 14 da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004.

Decreto nº 5.177/2004 - Regulamenta os arts. 4º e 5º da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, e dispõe sobre a organização, as atribuições e o funcionamento da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE.

Decreto nº 5.184/2004 - Cria a Empresa de Pesquisa Energética - EPE, aprova seu Estatuto Social e dá outras providências.

Decreto nº 5.249/2004 - Dá nova redação ao inciso XI do § 2º do art. 1º do Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, que regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica.

Decreto nº 5.271/2004 - Altera dispositivos do Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, que regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica, e dá outras providências.

Decreto nº 5.597/2005 - Regulamenta o acesso de consumidores livres às redes de transmissão de energia elétrica e dá outras providências

RESOLUÇÕES

Regularmente, a ANEEL emite e publica no Diário Oficial da União resoluções voltadas as atividades do setor de energia elétrica. Atualmente as resoluções são numeradas de forma crescente e seqüencial.

Este item apresenta as principais resoluções normativas emanadas pela Agência. As resoluções de caráter normativo são atos regulamentares de alcance ou interesse geral, voltados às atividades do setor elétrico e têm por objeto o estabelecimento de diretrizes, obrigações, encargos, condições, limites, regras, procedimentos, requisitos ou quaisquer direitos e deveres dos agentes e usuários desse serviço público.

Entre as resoluções apresentadas a seguir, a catalogação apontou enfoque especial na regulamentação do serviço público de distribuição de energia elétrica, objeto do presente trabalho:

Resolução nº 281/1999 - Estabelece as condições gerais de contratação do acesso, compreendendo o uso e a conexão, aos sistemas de transmissão e distribuição de energia elétrica.

Resolução nº 371/1999 - Regulamenta a contratação e comercialização de reserva de capacidade por autoprodutor ou produtor independente, para atendimento a unidade consumidora diretamente conectada às suas instalações de geração.

Resolução nº 024/2000 - Estabelece as disposições relativas à Continuidade da Distribuição de energia elétrica às unidades consumidoras.

Resolução nº 456/2000 - Estabelece, de forma atualizada e consolidada, as Condições Gerais de Fornecimento de Energia Elétrica.

Resolução nº 457/2000 - Estabelece os valores dos serviços cobráveis previstos nas Condições Gerais de Fornecimento de Energia Elétrica.

Resolução nº 444/2001 - Institui o Manual de Contabilidade do Serviço Público de Energia Elétrica, englobando o Plano de Contas revisado, com instruções contábeis e roteiro para elaboração e divulgação de informações econômicas e financeiras.

Resolução nº 505/2001 - Estabelece de forma atualizada e consolidada, as disposições relativas à conformidade dos níveis de tensão de energia elétrica em regime permanente.

Resolução nº 246/2002 - Estabelece as condições para enquadramento na Subclasse Residencial Baixa Renda da unidade consumidora com consumo mensal inferior a 80 kWh.

Resolução nº 344/2002 - Fixa as datas limite para entrada em operação comercial do sistema de medição de faturamento de energia elétrica e estabelece a responsabilidade pela respectiva implementação.

Resolução nº 485/2002 - Regulamenta o disposto no Decreto nº4.336, de 16 de agosto de 2002, que estabelece as diretrizes para classificação na Subclasse Residencial Baixa Renda de unidade consumidora com consumo mensal entre 80 e 220 kWh e dá outras providências.

Resolução nº 520/2002 - Estabelece os procedimentos de registro e apuração dos indicadores relativos às ocorrências emergenciais.

Resolução nº 615/2002 - Aprova o modelo do Contrato de Prestação de Serviço Público de Energia Elétrica para Unidades Consumidoras Atendidas em Baixa Tensão.

Resolução nº 665/2002 - Estabelece as condições para celebração de contratos distintos para a conexão, para o uso do sistema de transmissão e distribuição e para compra de energia elétrica, com responsável por unidade consumidora do "Grupo A", regulamentando o disposto no art. 1º do Decreto nº 4.413, de 7 de outubro de 2002.

Resolução nº 666/2002 - Estabelece procedimentos para a determinação das tarifas de energia elétrica de concessionária ou permissionária de serviço público de distribuição, para o fim de substituição dos contratos atuais de fornecimento dos consumidores do Grupo "A" e dá outras providências.

Resolução nº 223/2003 – Estabelece as condições gerais para elaboração dos Planos de Universalização de Energia Elétrica visando ao atendimento de novas unidades consumidoras com carga instalada de até 50 kW, regulamentando o disposto nos arts. 14 e 15 da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, alterada pelas Leis nº 10.762, de 11 de novembro de 2003, e nº 10.848, de 25 de março de 2004, e fixa as responsabilidades das concessionárias e permissionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica.

Resolução nº 258/2003 - Estabelece critérios e procedimentos a serem adotados por concessionária ou permissionária de distribuição de energia elétrica que optar por instalação de equipamentos de medição em local externo à unidade consumidora.

Resolução nº 265/2003 - Estabelece os procedimentos para prestação de serviços ancilares de geração e transmissão.

Resolução nº 055/2004 - Estabelece a metodologia de cálculo do Fator X na revisão tarifária periódica da concessionária do serviço público de distribuição de energia elétrica.

Resolução nº 56/2004 - Estabelece procedimentos para acesso das centrais geradoras participantes do PROINFA, regulamentando o art. 3º, § 5º da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, incluído pela Lei nº 10.762, de 11 de novembro de 2003, e regulamentado pelo Decreto nº 5.025, de 30 de março de 2004.

Resolução nº 061/2004 - Estabelece as disposições relativas ao ressarcimento de danos elétricos em equipamentos elétricos instalados em unidades consumidoras, causados por perturbação ocorrida no sistema elétrico.

Resolução nº 063/2004 - Aprova procedimentos para regular a imposição de penalidades aos concessionários, permissionários, autorizados e demais agentes de

instalações e serviços de energia elétrica, bem como às entidades responsáveis pela operação do sistema, pela comercialização de energia elétrica e pela gestão de recursos provenientes de encargos setoriais.

Resolução nº 67/2004 - Estabelece critérios para a composição da Rede Básica do Sistema Interligado Nacional, e dá outras providências.

Resolução nº 68/2004 - Estabelece os procedimentos para a implementação de reforços nas Demais Instalações de Transmissão, não integrantes da Rede Básica, e para a expansão das instalações de transmissão de âmbito próprio, de interesse sistêmico, das concessionárias ou permissionárias de distribuição, e dá outras providências.

Resolução nº 77/ 2004 - Estabelece os procedimentos vinculados à redução das tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e de distribuição, para empreendimentos hidroelétricos e aqueles com base em fonte solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada, cuja potência injetada nos sistemas de transmissão e distribuição seja menor ou igual a 30.000 kW”.

Resolução nº 83/2004 - Estabelece os procedimentos e as condições de fornecimento por intermédio de Sistemas Individuais de Geração de Energia Elétrica com Fontes Intermitentes - SIGFI.

Resolução nº 089/2004 - Estabelece, com a finalidade de contribuir para a modicidade da tarifa de fornecimento de energia elétrica, metodologia para o cálculo de subvenção econômica a ser concedida a concessionária ou permissionária de distribuição de energia elétrica ou de montante a ser utilizado para a redução do nível das suas tarifas, de forma a contrabalançar os efeitos de política tarifária aplicável a unidades consumidoras integrantes da Subclasse Residencial Baixa Renda.

Resolução nº 127/2004 - Estabelece os procedimentos para o rateio do custo do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica - PROINFA, bem como para a definição das respectivas quotas de energia elétrica, nos termos do Decreto nº 5.025, de 30 de março de 2004.

Resolução nº 166/2005 - Estabelece as disposições consolidadas relativas ao cálculo da tarifa de uso dos sistemas de distribuição (TUSD) e da tarifa de energia elétrica (TE).

Resolução nº 229/2006 - Estabelece as condições gerais para a incorporação de redes particulares, conectadas aos sistemas elétricos de distribuição, ao Ativo Imobilizado em Serviço das concessionárias ou permissionárias do serviço público de distribuição de energia elétrica, e dá outras providências.

Resolução nº 234/2006 - Estabelece os conceitos gerais, as metodologias aplicáveis e os procedimentos iniciais para realização do segundo ciclo de Revisão Tarifária Periódica das concessionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica.

Resolução nº 247/2006 - Estabelece as condições para a comercialização de energia elétrica, oriunda de empreendimentos de geração que utilizem fontes primárias incentivadas, com unidade ou conjunto de unidades consumidoras cuja carga seja maior ou igual a 500 kW e dá outras providências.

Resolução nº 250/2007 - Estabelece os procedimentos para fixação do encargo de responsabilidade da concessionária ou permissionária de distribuição de energia elétrica, bem como para o cálculo da participação financeira do consumidor, referente ao custo necessário para atendimento de pedidos de prestação de serviço público de energia elétrica que não se enquadrem nos termos dos incisos I e II do art. 14 da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002.

Resolução nº 320/2008 - Estabelece critérios para classificação de instalação de transmissão como de Interesse Exclusivo de Centrais de Geração para Conexão Compartilhada – ICG para o acesso à Rede Básica do Sistema Interligado Nacional de centrais de geração a partir de fonte eólica, biomassa ou pequenas centrais hidrelétricas.

Resolução nº 342/2008 - Estabelece a ordem e as condições para realização do processo de revisão tarifária periódica das concessionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica

Resolução nº 345/2008 - Aprova os Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - PRODIST, e dá outras providências.

Resolução nº 349/2009 - Estabelece os critérios para o cálculo locacional da Tarifa de Uso dos Sistemas de Distribuição aplicável às centrais geradoras – TUSDg conectadas no nível de tensão de 138 kV ou 88 kV, e dá outras providências.

Resolução nº 363/2009 - Estabelece as condições de atendimento por meio de Central de Teleatendimento - CTA das concessionárias e permissionárias de distribuição de energia elétrica.

Resolução nº 375/2009 - Regulamenta a utilização das instalações de distribuição de energia elétrica como meio de transporte para a comunicação digital ou analógica de sinais.

Resolução nº 376/2009 - Estabelece as condições para contratação de energia elétrica, no âmbito do Sistema Interligado Nacional – SIN, por Consumidor Livre, e dá outras providências.

Resolução nº 384/2009 - Estabelece as condições para atendimento com redes de energia elétrica nos parcelamentos de solo para fins urbanos e na regularização fundiária de assentamentos localizados em áreas urbanas, bem como para incorporação dos respectivos bens e instalações ao ativo da concessionária ou permissionária de serviço público de distribuição.

ANEXO II - A PRIMEIRA MINUTA DO MÓDULO 7

Conforme comentado, posteriormente à entrega da versão pelo Consórcio PROCEDI5, em análise interna, a ANEEL optou por reestruturar o Módulo 7, que originalmente tratava de metodologia para revisão e atualização dos PRODIST. Por considerar que o processo de revisão e atualização de regulamentos já existia dentro da ANEEL, concluiu-se que a versão inicial desse Módulo não era adequada.

A Versão inicial do Módulo 7 objetivava estabelecer, para a ANEEL, uma metodologia para as atividades de acompanhamento e de revisões do PRODIST. Deste modo, o conteúdo dos Procedimentos de Distribuição seria mantido atualizado e continuamente aperfeiçoado segundo as regras que continham na antiga versão do Módulo 7. A Comissão de Acompanhamento e Revisão dos Procedimentos de Distribuição – CARPRODIST era um item de destaque neste módulo e possuía uma seção específica.

O Módulo era composto por três seções:

Seção 7.0 – Introdução

A seção introdutória do Módulo 7 apresentava, além dos objetivos, um resumo do conteúdo do próprio Módulo.

Seção 7.1 – Comissão de Acompanhamento e Revisão dos Procedimentos de Distribuição – CARPRODIST

Esta seção apresentava a finalidade, constituição, estrutura, interações e funcionamento da Comissão de Acompanhamento e Revisão dos Procedimentos de Distribuição – CARPRODIST.

Ficava estabelecido que a finalidade da CARPRODIST era dar suporte à Superintendência de Regulação dos Serviços de Distribuição – SRD da ANEEL, executando as atividades de acompanhamento e revisão do PRODIST, mantendo-o devidamente atualizado e continuamente aprimorado, com velocidade compatível com a

exigência dos agentes envolvidos e com o dinamismo que caracteriza o setor elétrico nacional.

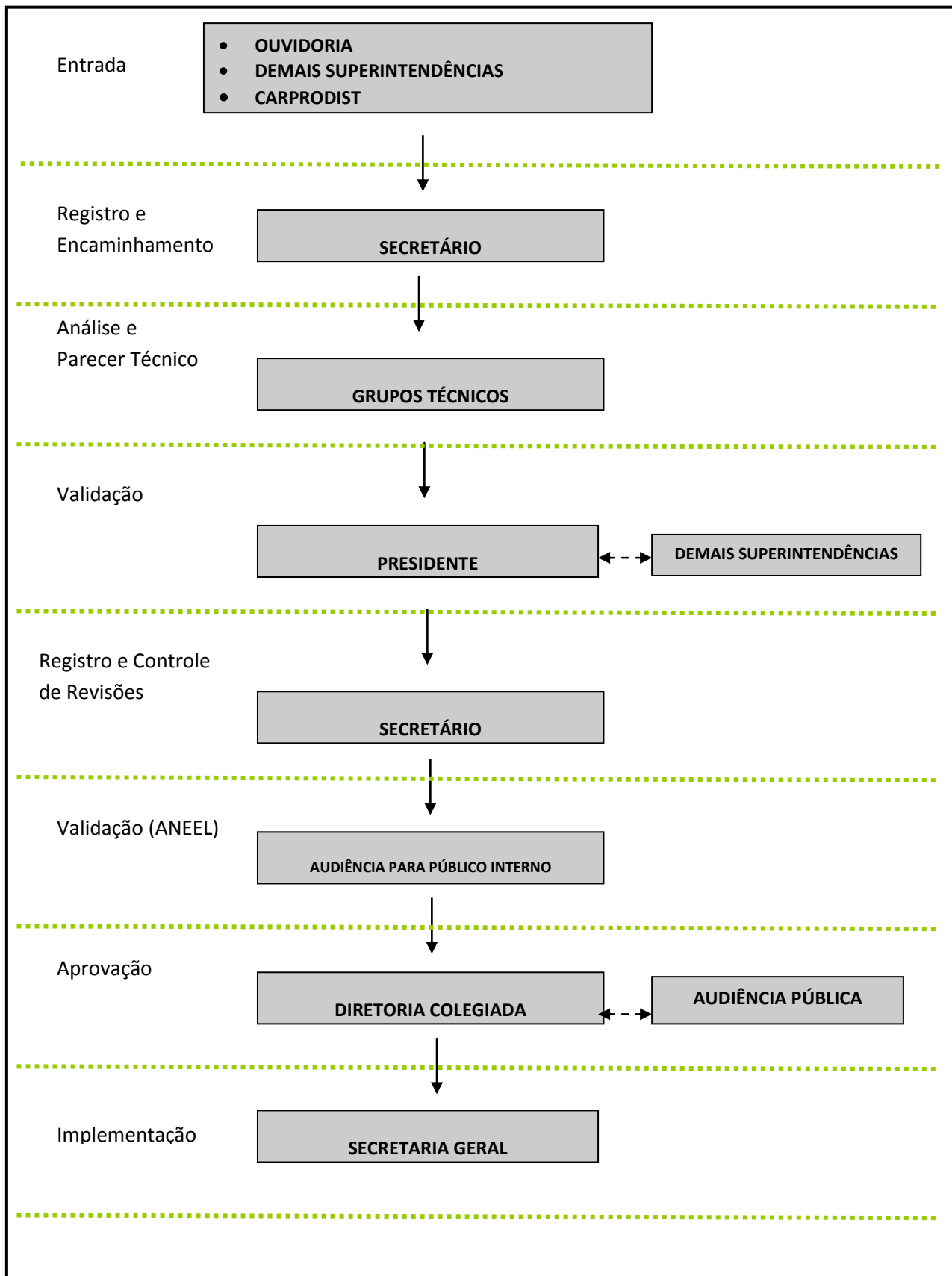
Um presidente, um secretário e grupos técnicos compunham a estrutura da CARPRODIST, sendo que todos os integrantes da comissão seriam nomeados pela diretoria colegiada da Agência. O presidente e o secretário pertenceriam à SRD e os grupos técnicos seriam compostos por, no mínimo, três membros de outras superintendências da ANEEL.

A seção definia os grupos técnicos de acordo com as macro-áreas de ações técnicas:

- Grupo Técnico de Planejamento;
- Grupo Técnico de Acesso;
- Grupo Técnico de Operação;
- Grupo Técnico de Medição;
- Grupo Técnico de Qualidade.

Além de questões identificadas pela própria CARPRODIST, as atividades executadas pela comissão decorreriam de sugestões recebidas do público externo, questões identificadas internamente na ANEEL, alterações na legislação em vigor e consultas acerca do conteúdo do PRODIST.

A rede de interação entre a CARPRODIST, demais Superintendências da ANEEL e agentes era representada no Módulo, sendo discriminadas as interações entre os participantes. Outro item apresentado na seção é ao funcionamento da comissão, que era ilustrado pelo fluxograma operacional seguinte.



A seção estabelecia o seguinte procedimento: o secretário recebe, registra e encaminha as solicitações aos Grupos Técnicos envolvidos. Após a validação do Presidente, todos os pareceres que foram emitidos pelos grupos são registrados e inseridos em um documento intitulado “Proposta Anual de Revisão do PRODIST”. Depois de encaminhado à Diretoria tal documento, seguir-se-ia o rito processual de emissão dos atos regulatórios da ANEEL.

Por fim, a Seção 7.1 estabelecia que os documentos de constituição da CARPRODIST e seu Regimento Interno deveriam ser aprovados por portaria da ANEEL. Tais documentos eram tratados, na seção, no Anexo I – “Regimento interno da comissão de acompanhamento e revisão dos Procedimentos de Distribuição – CARPRODIST.”

Seção 7.2 – Acompanhamento e revisão do PRODIST

O objetivo da Seção 7.2 era detalhar os procedimentos operacionais para prestação de esclarecimentos aos agentes, acompanhamento e revisão do PRODIST e apoio à Superintendência de Mediação Administrativa Setorial – SMA da ANEEL. A seção caracterizava e agrupava os procedimentos operacionais da CARPRODIST nos seguintes processos:

- Processo 01 - Modificações decorrentes de sugestões internas à ANEEL;
- Processo 02 - Modificações decorrentes de sugestões de Agentes;
- Processo 03 - Modificações decorrentes de alterações na legislação;
- Processo 04 - Respostas às solicitações de esclarecimentos sobre o PRODIST.

Em uma subseção própria, todos os quatro processos citados anteriormente eram abordados e explicados de forma que procedimentos de acompanhamento e revisão do PRODIST ficassem esclarecidos.

Além do agrupamento em processos, também era definida a prioridade de tramitação de documentos, que obedeceria à ordem de recebimento pelo secretário da CARPRODIST, podendo o mesmo modificar tal ordem em conformidade com os seguintes critérios:

- Tramitação normal: São documentos que apresentam baixo grau de impacto no PRODIST e não implicam em modificação da compreensão de tópicos relevantes. São casos como erros tipográficos e gramaticais ou melhoria de redação;
- Tramitação prioritária: Apresentam alto grau de impacto no PRODIST, tais como: comprometimento da confiabilidade e segurança do sistema elétrico, aspectos relativos a custos, mudanças na legislação entre outros.

Segundo o que determinava a Seção 7.2, a avaliação de desempenho da CARPRODIST deveria considerar 6 premissas básicas:

- Existiria o suporte de um sistema de informações que possibilitará o registro (solicitante, tipo, conteúdo, destinatário, data e hora) e seqüência de tramitação dos documentos na CARPRODIST;
- toda solicitação recebida implicaria na abertura, no sistema de informações, de um documento específico que teria um número de protocolo para efeito de rastreamento;
- o rastreamento das solicitações de serviço seria por qualquer uma das alternativas: número de protocolo, solicitante, assunto, data, Módulo Técnico;
- a responsabilidade pelos resultados deveria ser claramente definida e atribuída a pessoas;
- os indicadores de desempenho deveriam ser calculados de acordo com procedimentos padrão;
- os prazos para execução de cada uma das etapas do processo.

Dando seqüência à seção e finalizando o módulo era apresentada a divisão dos processos em quatro etapas, conforme itens a seguir e ilustrados na figura posterior.

- Etapa 1 – Elaboração de Parecer Técnico.
- Etapa 2 – Validação de Parecer Técnico.
- Etapa 3 – Atualização de Proposta Anual de Revisão do PRODIST.
- Etapa 4 – Implementação de Proposta Anual de Revisão do PRODIST.

