

**ALEXANDRE BARONI NETO
YANDRA CRISTINA MORETTI**

**Análise dos Impactos da Implantação do Sistema Automático
de Medição para a Contabilização do Mercado de Energia**

Monografia apresentada ao Curso de MBA em Energia do PECE/EPUSP

Orientador: Dr. Marco Antonio Saidel

São Paulo

2007

MBA/EN

2007

B268_a

DEDALUS - Acervo - EPEL



31500017611

M2007 3

FICHA CATALOGRÁFICA

1642516

Baroni Neto, Alexandre

Análise dos impactos da implantação do sistema automático de medição para a contabilização do mercado de energia / A.

Baroni Neto, Y.C. Moretti. -- São Paulo, 2007.

150 p.

Monografia (MBA em Energia) – Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. Programa de Educação Continuada em Engenharia.

1.Energia (Medição; Automação; Impacto) 2.Mercado de energia (Contabilização) I.Moretti, Yandra Cristina Moretti II.Universidade de São Paulo. Escola Politécnica. Programa de Educação Continuada em Engenharia III.t.

AGRADECIMENTOS

Aos colegas da CCEE Antonio Masaaki Izumi, Antonio Emílio Garcia, Dalmir Capetta, José Carlos de Abreu, Márcio de Moraes Leonel, Márcio Prado Vilhena, Ralph Barreto Franco, ao nosso Gerente Gilson Cecchini, e a todos os demais colegas das Coordenações de Engenharia e Operação da Medição e Medição Contábil que contribuíram de forma qualificada, permitindo a concretização deste trabalho.

Aos colegas e aos professores do MBA que contribuíram para nosso crescimento pessoal e profissional.

Ao nosso orientador Prof. Marco Antonio Saidel, que sempre nos forneceu valiosas contribuições para a elaboração desta Monografia.

Aos colegas José Pascon, Ricardo Normandia e Sérgio Altieri da Empresa Elektro pela prontidão e pela colaboração no sentido de nos repassar informações essenciais para a realização do nosso estudo de caso.

Ao colega Eduardo Chagas da Empresa Coelba pelo fornecimento de valiosas informações para a elaboração desta monografia.

Manifestamos, também, a nossa satisfação e orgulho por pertencermos a uma organização tão qualificada como a CCEE que, por meio de uma parceria com o PECE/EPUSP e a ABDIB, nos proporcionou a oportunidade de participação neste curso de pós-graduação de MBA em Energia.

Os autores

A minha esposa e amiga Márcia, pelo amor, compreensão, incentivo, paciência e amizade em todos os momentos de nossas vidas, fatores essenciais na realização desta monografia.

Ao meu filho Marcus Vinícius pelo carinho e pela lição de vida que me transmite a cada dia que convivemos juntos.

Aos meus pais Nicolau e Darci, pela educação, amor e principalmente pelo exemplo de vida que me proporcionam.

Alexandre Baroni Neto

Ao meu esposo Antonio Marcos, aos meus pais Aldo e Zenedi e aos meus irmãos Arnaldo e Marcelo, por estarem presentes em todos os momentos de minha vida e por serem pessoas essenciais no meu crescimento como pessoa e como profissional.

Yandra Cristina Moretti

RESUMO

Neste trabalho faz-se um resumo da reforma do setor elétrico ocorrida no final dos anos 90, descrevendo as principais mudanças, a criação do MAE, atual CCEE, do ONS e como surgiu a necessidade da adequação dos Sistemas de Medição para Faturamento das empresas de distribuição, geração e até das transmissoras.

É detalhado como funciona a coleta e o tratamento dos dados de energia, bem como a contabilização na CCEE. É detalhado o funcionamento de todos os módulos do SCDE, que é o software de coleta dos dados de medição e os transfere automaticamente para o Sistema de Contabilização e Liquidação (SCL), cujo funcionamento também é aqui descrito.

O principal tema abordado é a descrição das principais dificuldades encontradas tanto pelos Agentes como pela CCEE. No caso dos Agentes, destacamos as dificuldades técnicas e os aspectos financeiros que dificultam a adequação do Sistema de Medição de Faturamento (SMF). Pela CCEE, são detalhadas as dificuldades regulatórias no que tange a falta de definições e penalidades pela não adequação da medição por parte dos Agentes.

Este trabalho tem como principal objetivo mostrar a importância da implantação de um Sistema Automático de Coleta de Dados de Medição, bem como os benefícios que serão obtidos na confiabilidade dos dados e na aplicabilidade positiva na contabilização do Mercado de Energia.

ABSTRACT

In this work it is made a summary of the reform of the electric section happened in the end of the nineties, describing the main changes, the MAE creation, current CCEE, the ONS and from where the need appeared of adapting Systems of Measurement for Revenue of distribution companies, generation and even the transmission companies.

It is detailed as it works the collection and the treatment of the data of energy, as well as the accountancy in CCEE. The operation of all of the modules of SCDE is detailed, that is the collection software the measurement data and the automatic transfer for the System of Accountancy and Clearance sale (SCL), whose operation is also described here.

The main approached theme is the description of the main found difficulties so much for the Agents as for CCEE. In the case of the Agents, the technical difficulties and the financial aspects that hinder the adaptation of Metering Billing System (SMF) highlighted. By CCEE, it is detailed the regulatory difficulties with respect to lack of definitions and penalties for the non adaptation of the measurement on the part of the Agents.

This work has as main objective to show the importance of the implantation of an Automatic System of Collection of Data of Measurement, as well as the benefits that will be obtained in the reliability of the data and in the positive applicability in the Energy Market Contabilization.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1	Medidor Eletromecânico tipo indução magnética	22
Figura 2	Medidor Digital modelo SAGA 1000 da Landys&Gyr	24
Figura 3	Tela para selecionar os ativos cujos dados de medição serão transferidos do SCDE para o SCL.	28
Figura 4	Tela do Sinercom (ou SCL) para entrada de dados via carga de arquivo no formato "txt"	30
Figura 5	Exemplo de arquivo no formato "txt"	30
Figura 6	Tela para entrada manual de dados de medição	31
Figura 7	Funcionalidades do SCDE	32
Figura 8	Diagrama unifilar simplificado	34
Figura 9	Tela do Módulo de Mapeamento do SCDE	35
Figura 10	Tela do Módulo de Cadastro do SCDE – 1	36
Figura 11	Tela do Módulo de Cadastro do SCDE - 2	36
Figura 12	Tela do Módulo de Cadastro do SCDE – 3	37
Figura 13	Energia Comercializada no Mercado de Curto Prazo	51
Figura 14	Mercado de Curto Prazo	52
Figura 15	Fluxo da Contabilização	53
Figura 16	Rateio de Perdas entre os Pontos de Consumo e de Geração	59
Figura 17	Energia assegurada	67
Figura 18	Geração Medida	68
Figura 19	Alocação de energia Assegurada no mesmo submercado	68
Figura 20	Alocação de energia Assegurada em outro submercado	69
Figura 21	Alocação de energia Assegurada	70
Figura 22	Energia assegurada	71
Figura 23	Geração Medida	71
Figura 24	Geração Medida com Energia Assegurada Ajustada	72
Figura 25	Alocação de Energia Assegurada Ajustada no mesmo Submercado	73
Figura 26	Alocação de Energia Assegurada Ajustada em outro Submercado	73
Figura 27	Exemplo de exposição positiva e negativa de um contrato à diferença de preço entre submercados	75
Figura 28	Formação do Excedente Financeiro Total disponível para Alívio das Exposições.	76
Figura 29	Alocação do Excedente Financeiro	77
Figura 30	Cenários de Restrições de Operação	79
Figura 31	Consolidação dos Resultados para o perfil de Geração do agente	83

Figura 32	Consolidação dos Resultados para o perfil de Consumo do agente	85
Figura 33	Resumo do Processo da Contabilização até a obtenção dos Relatórios	86
Figura 34	Instalação compartilhada entre consumidores livres e cativos	97
Figura 35	Exemplo de contabilização do Proinfa	109
Figura 36	Medição a ser atribuída ao Proinfa e para geração fora do Proinfa	110
Figura 37	Exemplo de Instalação Compartilhada entre Consumidores Livres	111
Figura 38	Exemplo de Instalação Compartilhada utilizando compensação de perdas em transformadores	114
Figura 39	Área de Concessão da Elektro	121
Figura 40	Arquitetura de Comunicação – Elektro	123
Figura 41	Sistema de Comunicação da Elektro com seus medidores	124
Figura 42	Situação atual da interligação dos pontos de medição ao SCDE	129
Figura 43	Situação atual da transferência de dados de medição do SCDE para o Sinercom	130
Figura 44	Ajuste para dados de medição coletados através do SCDE	131
Figura 45	Registrador Digital para Tarifação Diferenciada (RDTD)	146
Figura 46	Composição do RDTD em Blocos	147

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1	Desempenho da coleta de dados dos medidores Elektro	122
Gráfico 2	Ativos Transferidos x Ativos Ajustados (Agente Elektro)	127

LISTA DE TABELAS

Tabela 1	Comparação entre Medidores Eletromecânicos e Eletrônicos	26
Tabela 2	Total Geração MRE x Total Energia Assegurada	72
Tabela 3	Custo da Implantação do SMF sem a flexibilização prevista no Módulo 12 dos Procedimentos de Rede	116
Tabela 4	Custo da Implantação do SMF incluindo a flexibilização prevista no Módulo 12 dos Procedimentos de Rede	117
Tabela 5	Valores praticados pelos fabricantes de Medidores que atendem a especificação técnica CCEE/ONS	118
Tabela 6	Ativos Transferidos e Ativos Ajustados (Agente Elektro)	126

LISTA DE SIGLAS

ABRADEE	Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica
ACL	Ambiente de Contratação Livre
ACR	Ambiente de Contratação Regulada
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ASMAE	Administradora de Serviços do MAE
AT	Alta Tensão
ATD	Auto Transformador de Defasamento
CAC	Central de Atendimento ao Cliente
CAd	Conselho de Administração da CCEE
CCD	Contrato de Conexão com o Sistema de Distribuição
CCEAR	Contrato Comercialização Energia Elétrica no Ambiente Regulado
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CEPEL	Centro de Pesquisas de Energia Elétrica
CESP	Companhia Energética de São Paulo
CMO	Custo Marginal de Operação
CMSE	Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico
COD	Centro de Operação de Distribuição
CSR	Centrais de Serviços de Rede
CTEEP	Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista
CUSD	Contrato de Uso com o Sistema de Distribuição
DIT	Demais Instalações de Transmissão
DNAEE	Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
EPROM	Erasable Programmable Read-Only Memory
ESS	Encargos de Serviços do Sistema
FP	Fator de Potência
FUPAI	Fundação de Pesquisa e Assessoramento à Indústria
GCOI	Grupo Coordenador da Operação do Sistema Interligado
GCPS	Grupo Coordenador do Planejamento do Sistema
GPS	Global Positioning System
INMETRO	Inst. Nacional de Metrologia, Normalização e Qualidade Industrial

MAE	Mercado Atacadista de Energia Elétrica
MCSD	Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits
MEMP	Medidor Eletrônico Memorizador Programável
MME	Ministério de Minas e Energia
MRE	Mecanismo de Realocação de Energia
MRMD	Medidor Registrador com Memorizador Digital
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PCH	Pequena Central Hidrelétrica
PdC	Procedimento de Comercialização
PIE	Produtor Independente de Energia
PLD	Preço de Liquidação das Diferenças
PM	Procedimento de Mercado (atual PdC)
PROINFA	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica
RAM	Ready Access Memory
RDTD	Registrador Digital para Tarifação Diferenciada
RDTD	Registrador Digital de Tarifação Diferenciada
REP	Registrador Eletrônico Programável
REP-TD	Registrador Eletrônico Programável – Transdutor Digital
RE-SEB	Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro
SCDE	Sistema de Coleta de Dados de Energia Elétrica
SCL	Sistema de Contabilização e Liquidação
SIN	Sistema Interligado Nacional
SMF	Sistema de Medição para Faturamento
TC	Transformador de Corrente
TI	Transformador de Instrumento
TP	Transformador de Potencial
TSA	Tarifa de Serviços Ancilares
UCM	Unidade Central de Coleta de Medição
VPN	Virtual Private Network
VTCD	Variação de Tensão de Curta Duração

SUMÁRIO

FICHA CATALOGRÁFICA	3
1. INTRODUÇÃO	16
2. O SISTEMA DE MEDIÇÃO DE FATURAMENTO.....	21
2.1. EVOLUÇÃO DO SISTEMA DE MEDIÇÃO DE FATURAMENTO.....	21
2.2. SISTEMA DE COLETA DE DADOS DE ENERGIA (SCDE).....	28
2.2.1. Funcionalidades do SCDE já homologadas pela CCEE.....	33
2.2.2. Funcionalidades do SCDE ainda em desenvolvimento pela CCEE.....	43
3. A CONTABILIZAÇÃO DO MERCADO DE ENERGIA NO BRASIL	45
3.1. ETAPAS DE PROCESSAMENTO DA CONTABILIZAÇÃO	53
3.1.1. Etapa 1 – Processamento da Entrada de Dados.....	54
3.2. ETAPA 2 – PROCESSAMENTO INTERMEDIÁRIO.....	67
3.2.1. Mecanismo de Realocação de Energia (MRE).....	67
3.2.2. Excedente Financeiro.....	75
3.2.3. Encargos de Serviços do Sistema (ESS)	78
3.2.4. Penalidades.....	81
3.3. ETAPA 3 – PROCESSAMENTO FINAL DA CONTABILIZAÇÃO	83
4. IMPACTOS DA ADEQUAÇÃO DO SISTEMA DE MEDIÇÃO PARA FATURAMENTO NA CONTABILIZAÇÃO DO MERCADO DE ENERGIA.....	88
4.1. ASPECTOS REGULATÓRIOS – DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA AO PROJETO DE MEDIÇÃO DA CCEE	88
4.1.1. Especificação Técnica – Projeto RE-SEB.	88
4.1.2. Especificação Técnica CCEE-ONS.....	92
4.1.3. Procedimentos de Rede – Módulo 12 – “Medição de Faturamento”.....	92
4.1.4. Resolução Normativa ANEEL nº 344, de 25 de junho de 2002.	93
4.1.5. Resolução Normativa ANEEL nº 264 de 13 de agosto de 1998.....	94
4.1.6. Resoluções Normativas ANEEL nº 245 (30/07/1998), 066 (16/04/1999), 166 (31/05/2000) e 433 (10/11/2000)	94
4.1.7. Resolução Normativa ANEEL nº 67, de 08 de junho de 2004.	95
4.1.8. Resolução Normativa ANEEL nº 281, de 01 de outubro de 1999.....	96
4.1.9. Resolução Normativa ANEEL 456 de 29 de novembro de 2000.....	97
4.1.10. Resoluções Normativas ANEEL nº 44 e 45, de 01 de fevereiro 2001	98
4.1.11. Resolução Normativa ANEEL nº 208, de 07 de junho de 2001.	99
4.1.12. Resolução Normativa ANEEL nº 265, de 10 de junho de 2003.	99
4.1.13. Resolução Normativa ANEEL nº 62, de 05 de maio de 2004.....	99
4.1.14. Resolução Normativa ANEEL nº 247 de 21 de dezembro de 2006.	99
4.1.15. Resolução Normativa ANEEL nº 248 de 23 de janeiro de 2007	100
4.1.16. Resolução Autorizativa ANEEL nº. 787, de 23 /01/2007.....	101
4.1.17. Procedimentos de Distribuição (Documento em elaboração pela ANEEL).....	101
4.1.18. Procedimentos de Comercialização de Medição da CCEE.....	103
4.1.19. Audiência Pública nº. 35/2005 (Documento em fase de homologação).....	104
4.2. DIFICULDADES / BARREIRAS ENCONTRADAS PELOS AGENTES – ASPECTOS REGULATÓRIOS..	104

4.2.1. Medição de Serviço Auxiliar de Geração.....	105
4.2.2. Medição de Consumidores Livres.....	105
4.2.3. Medição de Fronteira entre Agentes.....	107
4.2.4. Autoprodutores e Produtores Independentes.....	108
4.2.5. Usinas do PROINFA.....	109
4.2.6. Medição em Instalações Compartilhadas por mais de um Consumidor.....	111
4.3. DIFICULDADES / BARREIRAS ENCONTRADAS PELA CCEE.....	114
4.4. DIFICULDADES / BARREIRAS ENCONTRADAS PELOS AGENTES – ASPECTOS FINANCEIROS	115
5. ESTUDOS DE CASO	120
5.1. ESTUDO DE CASO 1: ADEQUAÇÃO DO SISTEMA DE MEDIÇÃO DA DISTRIBUIDORA ELEKTRO.....	120
5.1.1. A Empresa.....	120
5.1.2. O Sistema de Medição para Faturamento	121
5.1.3. Sistema de Comunicação	123
5.1.4. A Elektro na CCEE.....	125
5.2. ESTUDOS DE CASO 2: ADEQUAÇÃO DO SISTEMA DE MEDIÇÃO DO MERCADO DE ENERGIA NA CCEE.	128
6. CONSIDERAÇÕES FINAIS	133
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	137
ANEXO I.....	146
RDTD - REGISTRADOR DIGITAL DE TARIFAÇÃO DIFERENCIADA	146
ANEXO II.....	150
PRINCIPAIS CARACTERÍSTICAS DOS MEDIDORES UTILIZADOS NO SISTEMA DE MEDIÇÃO PARA FATURAMENTO.....	150

1. INTRODUÇÃO

Os anos 90 reuniram todos os fatores que provocaram profundas mudanças no Setor Elétrico: o esgotamento da capacidade financeira do Estado de expansão da geração de energia elétrica das hidrelétricas, o aquecimento da economia provocado pelo plano real, a necessidade de novos investimentos e a escassez de recursos do governo para atender a esta necessidade diante de outras prioridades.

Fez-se necessário, portanto, encontrar alternativas que viabilizassem a reforma e a expansão do setor, com participação de capitais privados e conseqüente entrada de novos agentes. Assim, o governo optou, dentre outras alternativas, por deixar sua condição de estado empresário, que entendeu não ser mais compatível com o modelo de desenvolvimento de uma economia globalizada, para assumir, diretamente, apenas o papel de agente orientador e fiscalizador dos serviços de energia elétrica.

Considera-se como marco legal da reforma do setor elétrico brasileiro a Lei nº 8631, de 05 de março de 1993, que extinguiu a equalização tarifária vigente e criou os chamados contratos de suprimento entre geradores e distribuidores, visando estancar as dificuldades financeiras das empresas na época.

Marco importante da reforma foi a promulgação da Lei nº. 9074, de 07 de julho de 1995, que estimulou a participação da iniciativa privada no setor de geração de energia elétrica com a criação da figura do Produtor Independente de Energia (PIE) e Auto-Produtor, e que estabeleceu os primeiros passos rumo à competição na comercialização de energia elétrica, com a introdução do conceito de Consumidor Livre – consumidor que, atendendo a requisitos estabelecidos na legislação vigente, tem liberdade de escolha de seu fornecedor de energia elétrica. Outro marco importante foi a promulgação da Lei 8987 de 14 de fevereiro de 1995, que dispõe sobre o regime de concessão e permissão da prestação de serviços públicos.

Em 1996, através do Projeto RE-SEB (Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro), iniciou-se a fase de concepção de um novo modelo, sob a coordenação da Secretaria de Energia do Ministério de Minas e Energia, concluindo-se pela necessidade de criação de uma Agência Reguladora (ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica), de um operador para o sistema (ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico) e de um ambiente de comercialização (MAE - Mercado Atacadista de Energia Elétrica), no qual fossem realizadas as transações competitivas de compra e venda de energia elétrica.

O MAE, ambiente virtual, criado pela Lei nº 9648, de 27 de maio de 1998, e pelo decreto nº 2655, de 02 de julho de 1998, como um mercado auto-regulado, foi instituído através da assinatura pelos agentes envolvidos de um contrato de adesão multilateral (acordo de mercado), com a finalidade de viabilizar as transações de energia elétrica, promovendo a livre concorrência e a ampla competição entre as empresas que executam os serviços de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional.

O Projeto RE-SEB foi concluído em agosto de 1998, tendo definido todo o arcabouço conceitual e institucional de um novo modelo para o Setor Elétrico do Brasil. A reforma do Setor deu início a desverticalização das grandes concessionárias de energia elétrica, surgindo à oportunidade da criação das Comercializadoras.

Com a reestruturação do setor elétrico brasileiro iniciaram-se as discussões e debates sobre a implementação do Sistema de Medição para Faturamento (SMF) adequado a este novo ambiente. Formou-se um grupo de trabalho com representantes de várias empresas visando análise e definição das estratégias, incluindo-se a elaboração da especificação técnica do SMF e dos procedimentos de rede do ONS.

O MAE apresentava fortes conflitos de interesses de ordem política e falta de definições referentes ao processo de contabilização e liquidação do mercado,

que resultavam em não cumprimento de suas responsabilidades, comprometendo todo o contexto setorial. Com isso permaneceu paralisado desde sua entrada em operação e só iniciou suas operações em 1º de setembro de 2000, seguindo os preceitos legais da Resolução ANEEL nº 290, de 03 de agosto de 2000.

Em 2001, o setor elétrico sofreu uma grave crise de abastecimento que culminou em um plano de racionamento de energia elétrica. Esse acontecimento gerou uma série de questionamentos sobre os rumos que o setor elétrico estava trilhando.

Foi estabelecida a Convenção do Mercado através da Resolução ANEEL nº 102, de 01 de março de 2002, que substituiu o Acordo de Mercado vigente e estabeleceu a nova estrutura e a forma de funcionamento do MAE. A Resolução ANEEL nº. 446, de 22 de agosto de 2002, ajustou as etapas e o cronograma para implantação das Regras de Mercado e a consolidação do MAE.

Durante os anos de 2003 e 2004 o Governo Federal lançou as bases de um novo modelo institucional para o Setor Elétrico Brasileiro, definido pelas Leis nº. 10847 e 10848, de 15 de março de 2004, e pelo Decreto nº. 5163, de 30 de julho de 2004.

Em termos institucionais, o novo modelo definiu a criação de (i) uma instituição responsável pelo desenvolvimento de estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético (a Empresa de Pesquisa Energética – EPE), (ii) uma instituição com a função de avaliar permanentemente a segurança do suprimento de energia (o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE) e (iii) uma instituição para dar continuidade às atividades do MAE, relativas à comercialização de energia elétrica no Sistema Interligado (a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE).

A CCEE tem por finalidade viabilizar a comercialização de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional nos Ambientes de Contratação Regulada (ACR) e Livre (ACL)¹, além de efetuar a contabilização e a liquidação financeira das operações realizadas no mercado de curto prazo, cujas operações devem ser auditadas externamente. As Regras e os Procedimentos de Comercialização que regulam as atividades realizadas na CCEE são aprovados pela ANEEL.

As alterações incorporadas a partir da efetivação do modelo do setor elétrico em 2004 provocaram modificações nas atividades de alguns agentes do setor, em decorrência da criação de procedimentos e regras de mercado, e também necessidade de mudanças relativas à entrada de dados de medição. A opção brasileira de criação de um mercado atacadista de energia válido para todo o Sistema Interligado Nacional (SIN) trouxe embutida a necessidade da implantação de um único padrão para o Sistema de Medição para Faturamento (SMF), com regras, procedimentos e especificação técnica válidas para todos os agentes de mercado.

Este trabalho, “Análise dos Impactos da Implantação do Sistema Automático de Medição para a Contabilização do Mercado de Energia”, foi estruturado em 6 capítulos e desenvolvido com o objetivo de detalhar como surgiu o Sistema de Medição para Faturamento, como é feita a Contabilização do Mercado de Energia e, principalmente detalhar as dificuldades encontradas tanto pelos Agentes de Medição como pela CCEE no que diz respeito à implantação e funcionamento deste SMF, assim como os verdadeiros impactos dessa implantação na contabilização do mercado de curto-prazo.

¹ A contratação no ACR é formalizada através de contratos bilaterais regulados, denominados Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado (CCEAR), celebrados entre Agentes Vendedores (comercializadores, geradores, produtores independentes ou autoprodutores) e Compradores (distribuidores) que participam dos leilões de compra e venda de energia elétrica. Já no ACL há a livre negociação entre os Agentes Geradores, Comercializadores, Consumidores Livres, Importadores e Exportadores de energia, sendo que os acordos de compra e venda de energia são pactuados por meio de contratos bilaterais.

O Capítulo 1 é um capítulo introdutório que nos dá uma visão ampla das modificações ocorridas durante a reestruturação do setor elétrico brasileiro, assim como os resultados provenientes desta reestruturação.

No Capítulo 2 é apresentado um histórico da medição de faturamento, as características dos medidores que atualmente devem ser utilizados no SMF e um detalhamento do funcionamento do SCDE e de seus módulos.

No Capítulo 3 é detalhado todo o processo de contabilização do mercado de curto - prazo e a importância da medição, como dado de entrada, neste processo. As informações provenientes deste capítulo foram retiradas das regras e dos procedimentos de comercialização da CCEE.

No Capítulo 4 são detalhadas todas as dificuldades regulatórias e financeiras encontradas na adequação do Sistema de Medição para Faturamento. Foram relacionados todos os documentos regulatórios que tratam da regulamentação do SMF. Procuramos mostrar o que cada um destes documentos influenciou na adequação da medição dos Agentes e nas operações da CCEE.

No Capítulo 5 trataremos de dois estudos de caso provenientes da implantação do sistema de medição: o primeiro diz respeito a Elektro e o segundo a CCEE.

No Capítulo 6 relatamos as Considerações Finais desse trabalho, indicando as vantagens e desvantagens da adequação do Sistema de Medição de Faturamento para a contabilização do mercado de energia.

É importante ressaltar que os dados e as informações constantes nessa monografia estão desvinculadas da empresa CCEE, tratando-se de um trabalho acadêmico, visando especificamente trazer contribuições sobre o tema. O trabalho representa opinião pessoal dos autores, não indicando qualquer posicionamento da CCEE.

2. O Sistema de Medição de Faturamento

2.1. Evolução do Sistema de Medição de Faturamento²

Até 1975, os SMF empregados pelas empresas não obedeciam a padrões pré-estabelecidos ou normatizados³.

Para medição de fronteira⁴ no Brasil, os principais fabricantes na época eram General Electric e Landis&Gyr. Para medição residencial, comercial e industrial, as empresas FAE, Nansen, General Electric, Schulumberger, APREO (atual ABB) e Westinghouse eram os principais fabricantes⁵. Nesta época, a coleta de dados era obtida através de leitura local dos medidores pelos operadores de subestações, e todo o faturamento da Medição de Fronteira era feito manualmente. Em alguns casos, a demanda era obtida dos medidores com extrema dificuldade e sujeita a erros elevados, pois a visualização do ponteiro de indicação da demanda poderia conduzir a erros de paralaxe (erro na visualização do ponteiro do medidor). A evolução da carga era acompanhada a partir das leituras diárias dos medidores.

Os Sistemas de Medição de Faturamento (SMF) da época disponibilizavam os dados de faturamento através de coleta manual e eram basicamente compostos por medidores eletromecânicos (tipo indução), classe de exatidão na faixa de 0,5% a 2,0%, com período de integralização de 15 minutos, impressores de demanda (printômetros), totalizadores eletromecânicos e relógio para controle do período de integralização.

² O material referente a medidores eletromecânicos de faturamento foi extraído do Manual de Treinamento Básico de Medição, realizado pelo Centro de Treinamento de Ilha Solteira, além de entrevistas com especialistas que trabalharam com Medição de Faturamento na CESP. Com referência ao SCDE, todo o material foi obtido nas especificações técnicas elaboradas pela equipe de TI da CCEE, além de nosso próprio conhecimento do assunto. As maiores dificuldades na elaboração deste capítulo ocorreram na obtenção de materiais de medição eletromecânica, pois são documentos antigos e de difícil acesso.

³ Estas informações foram fornecidas por profissionais especialistas de medição da empresa CESP.

⁴ Medição de Fronteira: Na época, era a Medição instalada na fronteira entre as empresas de energia (ex. CESP e FURNAS).

⁵ Estas informações foram fornecidas por consultores especialistas de medição da empresa CCEE.

Estes medidores não possuíam memória de massa e registravam apenas uma grandeza (energia ativa). Para a medição da energia reativa eram utilizados os ATD - Auto Transformadores de Defasamento. Esses transformadores eram acoplados aos medidores e tinham a função de defasar a tensão em 90° , de modo que se obtivesse o valor de energia reativa utilizando-se os valores de tensão defasados e o valor de corrente. Ou seja, quando se desejava medir energia ativa e reativa, era necessária a utilização de dois medidores eletromecânicos, um para medição de energia ativa e outro, com um ATD acoplado à entrada de tensão, para medição de energia reativa.

O medidor de consumo de energia elétrica eletromecânico de indução magnética, chamado popularmente de "relógio", é composto por quatro partes principais: corpo (carcaça), elemento móvel (disco), registrador e elemento frenador.

No corpo estão presentes as bobinas de potencial e de corrente. Ao serem energizadas, criam campos eletromagnéticos que por indução fazem o disco girar.

O disco é fixo em mancais mecânicos ou de suspensão magnética. No mecânico, há uma esfera de safira no eixo inferior dentro de uma cápsula para minimizar o atrito.

A energia medida é obtida por meio de leituras realizadas nos mostradores dos registradores mecânicos que indicam o valor da energia de forma cumulativa, constituindo-se em 2 tipos: o de ponteiro e o ciclométrico (tambores numerados).

Seu sistema de relojoaria é único para cada tipo de medidor devido as engrenagens utilizadas em sua montagem, o que implica a multiplicação da leitura por uma constante proporcional à relação de engrenagens. O disco do medidor gira com maior ou menor velocidade na proporção direta da corrente

que circula pela bobina de corrente, acionando o registrador por meio dessas engrenagens.

O elemento frenador é o responsável pelo “equilíbrio” geral da calibração do medidor. Há indicação + e -, que significa maior e menor fluxo magnético, induzindo ao erro e possibilitando ações de pessoas com intenções ilícitas.

Tipos de medidores:

- Monofásico – Composto por uma bobina de corrente, uma bobina de tensão e um disco.
- Bifásico - Composto por duas bobinas de corrente, duas bobinas de tensão e um ou dois discos.
- Trifásico - Composto por três bobinas de corrente, três bobinas de tensão e um ou três discos.

A Figura 1 ilustra um medidor eletromecânico de energia elétrica do tipo indução magnética:

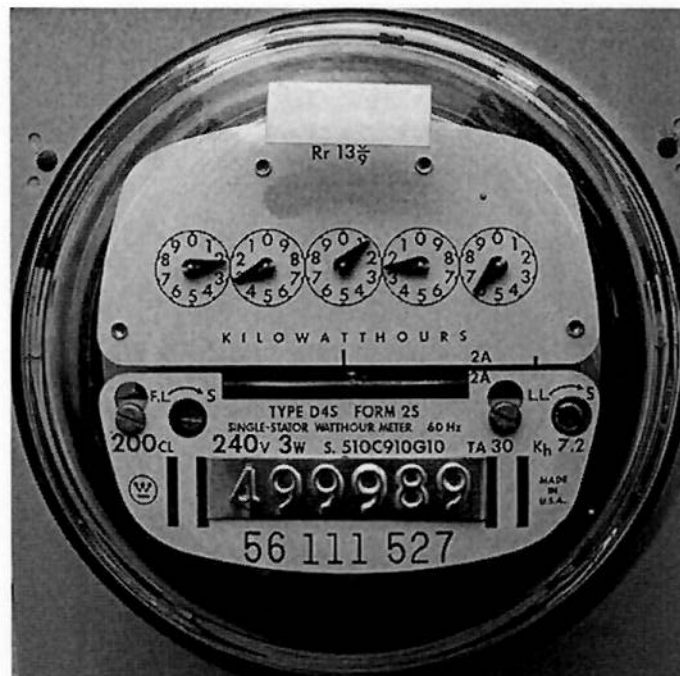


Figura 1– Medidor Eletromecânico tipo indução magnética

Por força da Portaria nº 046, de 13 de março de 1985, do Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica (DNAEE), que estabelecia a tarifação horo-sazonal diferenciada, ou seja, estabelecimento da tarifa de acordo com o horário (ponta e fora de ponta) e período do ano (úmido – dezembro a abril e seco – maio a novembro), as impressoras de demanda a relógios foram substituídas por registradores microprocessados, de fabricação nacional, chamados RDTD (Registrador Digital para Tarifação Diferenciada). Esse ano, 1985, é um marco importante porque dá início à entrada do sistema de medição para faturamento na era digitalizada, possibilitando o acesso remoto à informação da energia medida e às demandas registradas nos RDTD, que passaram a ser coletadas à distância e gravadas em fitas cassete. Por meio de leitoras dedicadas, os dados gravados nessas fitas, que substituíram as fitas de papéis de printômetros e impressoras de demanda, eram inseridos diretamente na base de dados dos computadores para o processamento e contabilização, dando mais agilidade e confiabilidade ao faturamento. Permitia a entrada e saída de sinais de sincronismos e as saídas indicativas da mudança dos segmentos horo-sazonais para o usuário. O funcionamento do RDTD é melhor detalhado no Anexo I.

A Estrutura tarifária horo-sazonal [50] é caracterizada pela aplicação de tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica e de demanda de potência de acordo com as horas de utilização do dia e dos períodos do ano, conforme especificação a seguir:

- Tarifa Azul: modalidade estruturada para aplicação de tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica de acordo com as horas de utilização do dia e os períodos do ano, bem como de tarifas diferenciadas de demanda de potência de acordo com as horas de utilização do dia.
- Tarifa Verde: modalidade estruturada para aplicação de tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica de acordo com as horas de utilização do dia e os períodos do ano, bem como de uma única tarifa de demanda de potência.
- Horário de ponta (P): período definido pela concessionária e composto por 3 (três) horas diárias consecutivas, exceção feita aos sábados,

domingos e feriados nacionais, considerando as características do seu sistema elétrico.

- Horário fora de ponta (F): período composto pelo conjunto das horas diárias consecutivas e complementares àquelas definidas no horário de ponta.
- Período úmido (U): período de 5 (cinco) meses consecutivos, compreendendo os fornecimentos abrangidos pelas leituras de dezembro de um ano a abril do ano seguinte.
- Período seco (S): período de 7 (sete) meses consecutivos, compreendendo os fornecimentos abrangidos pelas leituras de maio a novembro.

Atualmente, toda a medição de faturamento para efeito da contabilização na CCEE é feita pelos agentes de medição utilizando-se medidores eletrônicos digitais, como o da Figura 2.



Figura 2 – Medidor Digital modelo SAGA 1000 da Landys&Gyr

As principais vantagens do Medidor Digital são: melhor classe de exatidão, multifuncionalidade, isto é, medição de energias ativa e reativa capacitiva e indutiva, nos 2 sentidos de fluxo de energia (4 quadrantes), medição e armazenamento de outras grandezas como tensão, corrente, monitoramento de qualidade de energia, programação e armazenamento de alarmes associados ao sistema de potência e aos medidores, acesso remoto e simultâneo de mais de um usuário aos dados, baixo consumo, simplicidade de instalação, operação e manutenção, velocidade de transporte de dados, flexibilidade operacional e tamanho reduzido.

As principais características dos medidores de energia cujos dados podem ser utilizados na contabilização do mercado de energia estão descritas no Anexo II deste documento.

A tabela 1 [84], produz uma comparação entre as características dos sistemas baseados em medição eletrônica e dos sistemas com medidores eletromecânicos:

Tabela 1 – Comparação entre Medidores Eletromecânicos e Eletrônicos

Sistemas com medição eletrônica	Sistemas com medidores eletromecânicos
Várias grandezas no mesmo medidor	Um medidor para cada grandeza
Permitem o registro histórico de todas as grandezas elétricas	Não permite registro histórico de todas as grandezas. Permite somente Energia Acumulada e Demanda Máxima.
Demanda Média em períodos programados	Demandas obtidas por meio de equipamento externo (registrador de demanda)
Medição e Registro de tensão e corrente por fase	Não informa valores de tensões e correntes
Leituras de potências ⁶ por fase	Não informa valores de potência
Leituras de Distorções Harmônicas ⁷	Não informa valores de distorções harmônicas
Medição de Tensão e Corrente e visualização do Diagrama Fasorial auxiliam a conferência da ligação do próprio medidor	Requer conhecimento técnico para garantir a correta ligação dos medidores
Acesso ao medidor simplificado (portas seriais, ethernet, ótica)	Cabos de cada ponto de medição devem ser levados até a CPU central, se o medidor possuir saída de pulso.
Maior confiabilidade e precisão (até 0,2%)	Partes móveis diminuem a precisão de 1 a 2%
Calibração única (na fábrica)	Necessidade de calibrações periódicas

Após a promulgação da Lei 8631 de 04 de março de 1993, iniciou-se o processo de reestruturação do setor elétrico brasileiro. Na época, os agentes de mercado reuniram-se e, sob a coordenação do ONS e da então ASMAE, atual CCEE, iniciaram a elaboração da especificação técnica do SMF. Com isso surgiu a necessidade de todos os agentes que comercializavam energia no âmbito da CCEE adequarem seus SMF à referida especificação.

⁶ Potências ativa, reativa e aparente (total).

⁷ Não são todos os modelos de medidores de energia que possuem essa característica.

Com a reestruturação do setor elétrico brasileiro iniciaram-se os estudos para a implantação de um sistema automático de coleta de dados de medição - (SCDE).

2.2. Sistema de Coleta de Dados de Energia (SCDE)

O SCDE consiste em um sistema administrado pela CCEE para a coleta e tratamento dos dados de geração e consumo de todos os pontos de medição do SIN. O SCDE é acessado pela Internet, através de conexão disponível no site da CCEE [83], sendo que os dados de geração e consumo dos agentes são coletados via telemedição para posterior utilização no Sistema de Contabilização e Liquidação (SCL) e processamento da contabilização e da liquidação financeira, conforme as regras e procedimentos de comercialização.

Para que o agente possa se interligar ao SCDE, é necessário adequar o seu sistema de medição⁸ às especificações técnicas detalhadas e disponíveis aos agentes no site institucional da CCEE. Após tal adequação, os agentes devem efetuar o cadastro de seus pontos de medição⁹ no SCDE, para que seja realizada a coleta de dados diários de geração e consumo.

O objetivo deste Sistema é coletar remota e automaticamente os dados de medição armazenados nos medidores de todos os Pontos de Medição cadastrados no SCL, aumentando a confiabilidade dos dados de entrada, agilizando o processamento destes dados, da contabilização e da liquidação financeira e diminuindo os pedidos de ajustes de dados de medição e recontabilizações (novas execuções das contabilizações).

⁸ **Sistema de Medição** – conjuntos de equipamentos necessários para a medição de grandezas elétricas. No âmbito da CCEE, é o conjunto de medidores, transformadores de potencial (TP) e de corrente (TC) e equipamentos associados, necessários para medir fluxo de potência ativa e reativa, tensão, etc, conforme especificação Técnica do Sistema de Medição de Faturamento de Energia aprovado pela Deliberação COMAE 049/01.

⁹ **Ponto de Medição Físico** – local de instalação de instrumentos para medir grandezas elétricas utilizadas para a contabilização e faturamento de energia elétrica comercializada na CCEE.

A implantação está sendo realizada de forma gradativa e em 31 de julho de 2003 iniciaram-se as primeiras coletas automáticas. A partir do mês de janeiro de 2004 iniciou-se a utilização na contabilização da CCEE de parte dos dados coletados automaticamente pelos medidores e posteriormente transferidos para o SCL. Para tanto, foi desenvolvida uma ferramenta de relacionamento entre pontos de medição do SCDE e ativos do SCL, conforme Figura 3.

SCDE **INTEGRAÇÃO** **MAC** **sinercom**

Cadastrar Do/Para da Interface SCL/SINERCOM

Manutenção por Ativos

Agente Sinercom: COMPANHIA ENERGÉTICA DE SÃO PAULO - G

Data Referência (dd/mm/aaaa):

Descrição Ativo	Ativo	Nome Medidor	Tipo Leitura	Tipo Energia	Rec.	Forn.	Serviços Ancilares	Data Início	Data Fim	Excluir
I.Solteira BT TR3 G3 Comp.	713	SPILS-TR03-03P	C	A	1	-1	Não	01/01/2003	-	☐
I.Solteira BT TR4 G4 Comp.	714	SPILS-TR04-04P	C	A	1	-1	Não	01/01/2003	-	☐
I.Solteira BT TR5 G5 Comp.	715	SPILS-TR05-05P	C	A	1	-1	Não	01/01/2003	-	☐
I.Solteira BT TR6 G6 Comp.	716	SPILS-TR06-06P	C	A	1	-1	Não	01/01/2003	-	☐
I.Solteira BT TR7 G7 Comp.	717	SPILS-TR07-07P	C	A	1	-1	Não	01/01/2003	-	☐
I.Solteira BT TR8 G8 Comp.	718	SPILS-TR08-08P	C	A	1	-1	Não	01/01/2003	-	☐
I.Solteira BT TR9 G9 Comp.	719	SPILS-TR09-09P	C	A	1	-1	Não	01/01/2003	-	☐
I.Solteira BT TR10 G10 Comp.	720	SPILS-TR10-10P	C	A	1	-1	Não	01/01/2003	-	☐
I.Solteira BT TR13 G13 Comp.	723	SPILS-TR13-13P	C	A	1	-1	Não	01/01/2003	-	☐
I.Solteira BT TR14 G14 Comp.	724	SPILS-TR14-14P	C	A	1	-1	Não	01/01/2003	-	☐
I.Solteira BT TR15 G15 Comp.	725	SPILS-TR15-15P	C	A	1	-1	Não	01/01/2003	-	☐

Figura 3 – Tela para selecionar os ativos cujos dados de medição serão transferidos do SCDE para o SCL.

Segue detalhe de cada campo dessa ferramenta:

- **Descrição Ativo:** Descrição do Ponto de Medição no SCDE;
- **Ativo:** Número do Ativo correspondente ao Ponto de Medição no SCDE;
- **Nome Medidor:** Código CCEE de 14 dígitos de identificação do Ponto de Medição, parametrizado em cada medidor;
- **Tipo Leitura:** Indica se os dados correspondem a valores compensados (C - utiliza compensação de perdas em transformadores) ou sem compensação;

- **Tipo Energia:** Indica se os dados de medição referem-se à energia ativa ou reativa;
- **Rec / Forn.:** Indica se o ponto é de Consumo (Rec: 1 e Forn: -1) ou Geração (Rec: -1 e Forn: 1);
- **Serviços Ancilares:** Indica se o Ponto de Medição faz parte de Usina apta a prestar Serviços Ancilares);
- **Data Início:** Data de início da transferência dos dados de medição do SCDE ao SCL desse Ponto;
- **Data Fim:** Data em que os dados de medição deixam de ser transferidos do SCDE ao SCL;
- **Excluir:** Exclusão do relacionamento desse Ponto de Medição.

Os valores de energia elétrica ativa e reativa medidos são dados de entrada obrigatórios para a contabilização do mercado de energia. É de extrema importância que os dados de medição considerados sejam corretamente registrados no sistema e que sejam confiáveis para o correto processamento da contabilização, uma vez que os dados de entrada influenciam nos resultados das etapas posteriores (intermediária e final) do processamento da contabilização, conforme tratado no capítulo 3.

Os dados de medição sempre foram inseridos no SCL, manualmente pelos agentes através de tela do SCL (Figura 4) ou via carga de arquivos com o formato "txt" (Figura 5) ou via tela do sistema (Figura 6). O agente sempre foi e continua sendo o responsável pelos dados que são registrados no sistema. O processo de registro manual ainda existe, para os pontos de medição que não possuem medidores associados ou quando a coleta pelo SCDE ainda não está estável. O ponto é considerado estável, quando a coleta é realizada por um período ininterrupto de pelo menos 7 dias.


Componentes: Medição
SOS Sinercom:


ASMAE

Leituras Horárias dos Medidores | Horas Faltantes | Custo Total Variável | Custo MRE | Informações das Unidades Geradoras

Início | Resultados

Entrar com Medições de Braskem PP - Química - RS - 7013 em 19/08/2005

5. Selecionar Ativo

Nome	Código	Tipo
Braskem PP - Química - RS	7013	Carga
Gerdau Riograndense PO24S	7133	Carga
Gerdau Riograndense AEG-SUL	7132	Carga
Polo Indústria - Montenegro	7358	Carga
Bunge Fertilizantes Canoas	7441	Carga
Copesul - Triunfo - RS Cativo	7400	Carga

Voltar

Hora	Medições (MWh)
01:00	21,005
02:00	21,748
03:00	21,742
04:00	21,895
05:00	21,763
06:00	22,322
07:00	22,090
08:00	22,065
09:00	22,037
10:00	22,098
11:00	22,016

Total MWh: 221,579

Selecionar Empresa: AES SULO

Figura 4 – Tela do Sinercom (ou SCL) para entrada de dados via carga de arquivo no formato “txt”

FORMATO	DESCRIÇÃO
Medição	1ª Linha - Medição
Diário	2ª Linha - Diário
***	3ª Linha - três asteriscos
42;4247;conexão;01/06/2002	4ª Linha - número do Agente (até 4 dígitos); número do Ativo (até 9 dígitos); se é unidade geradora, carga ou conexão; data das leituras (no formato DD/MM/AAAA - ano com 4 dígitos)
1;0,123	5ª Linha em diante - hora (de 1 a 24);
2;0,456	valor medido (em MWh, com até 3 casas decimais)
3;1,789	
4;4,111	
5;3,222	
6;8,888	
7;0	
8;0	
9;0 (etc.)	

Figura 5 – Exemplo de arquivo no formato “txt”

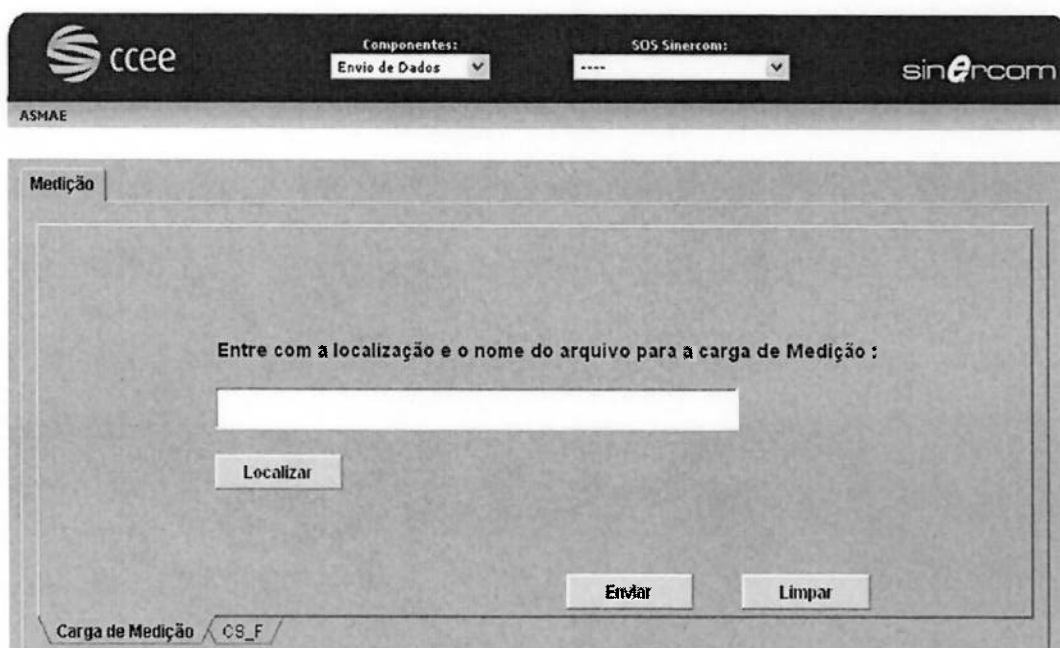


Figura 6 – Tela para entrada manual de dados de medição

A completa implantação deste Sistema permitirá que os dados de medição deixem de ser inseridos manualmente pelos agentes e passem a ser coletados diretamente nos medidores e transferidos para o SCL.

Os dados de energia são coletados dos seguintes pontos de medição:

- ✓ Na conexão com a rede básica;
- ✓ Na conexão de consumidor livre;
- ✓ Nas unidades geradoras onde existem contabilização de serviços ancilares;
- ✓ Na conexão entre agentes que fazem parte da CCEE;
- ✓ Nas interligações internacionais;
- ✓ Nas unidades geradoras das usinas despachadas centralizadamente pelo ONS, para medição de geração bruta;
- ✓ Nas unidades geradoras ou por grupo de unidades para a medição de geração líquida;
- ✓ Serviço auxiliar de usinas e subestações.

2.2.1. Funcionalidades do SCDE já homologadas pela CCEE

A Figura 7 mostra todas as funcionalidades do SCDE que estão em operação ou previstas para serem desenvolvidas:

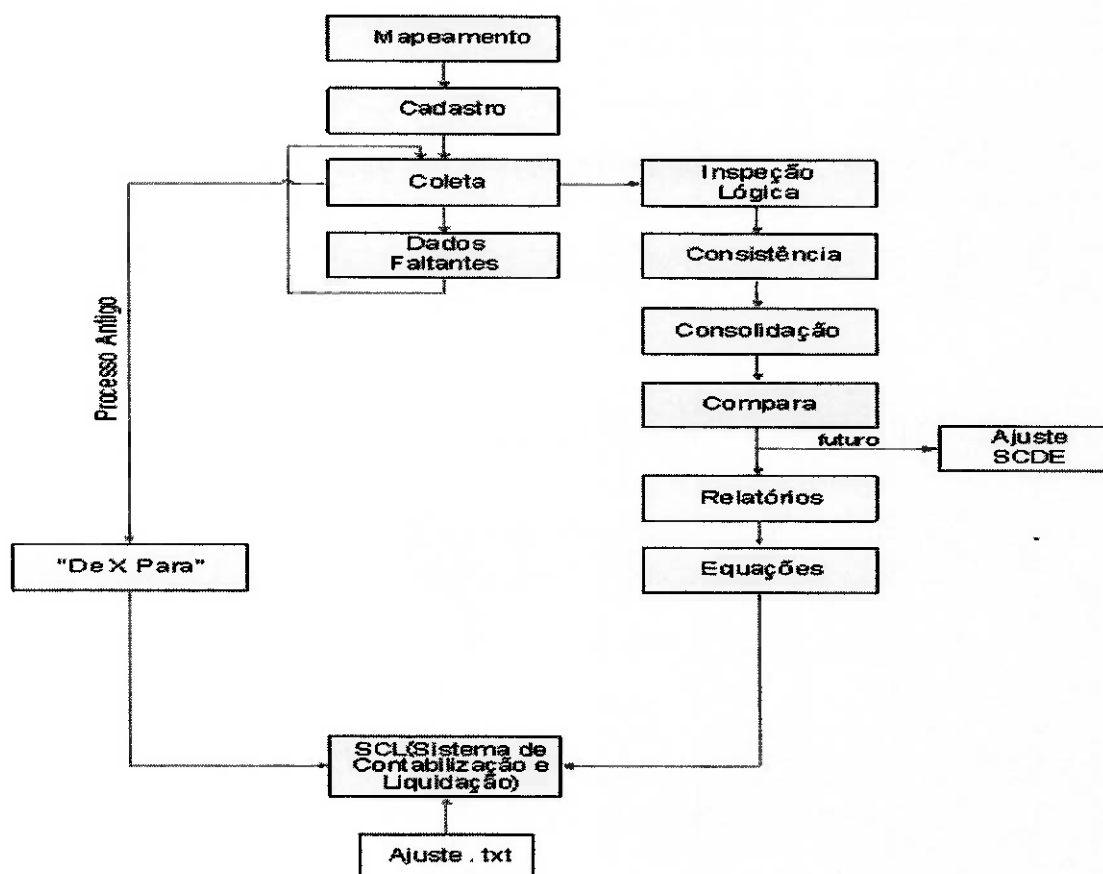


Figura 7 – Funcionalidades do SCDE

Dessas funcionalidades, as já homologadas pela CCEE são descritas a seguir:

➤ Módulo de Mapeamento:

O Mapeamento é o processo de definição da exata localização dos Pontos de Medição com base na legislação vigente e foi desenvolvido com o objetivo de controlar todos os pontos onde deverão ser instalados sistemas de medição para faturamento, e cujos medidores deverão ter os seus dados coletados pelo referido sistema de coleta.

A identificação é realizada através da análise do diagrama unifilar da instalação onde o ponto de medição deverá ser instalado, e cada ponto mapeado será identificado com um código de 14 dígitos (código CCEE) e respectivo descritivo a ser fornecido ao agente de medição pela CCEE.

Através do código CCEE é possível a programação no medidor de um código de identificação alfanumérico com pelo menos 14 dígitos que foi criado com o objetivo de padronizar a identificação de todos os medidores que serão cadastrados no Sistema de Coleta de Dados de Energia (SCDE), cujos dados de energia coletados deverão ser utilizados na contabilização da CCEE. Num dos processos de consistência, a ser detalhado oportunamente, o código CCEE gravado no medidor é consistido com o cadastro.

O código é estruturado, e a sua estrutura permite, na grande maioria dos casos, identificar, de forma mnemônica, o local de instalação do SMF.

São utilizados para a identificação das instalações / equipamentos mapeados, sempre que possível, preferencialmente, as siglas de instalações que o ONS utiliza em seus sistemas computacionais, de modo a facilitar a integração entre a CCEE e o ONS. Caso não exista, é utilizada a identificação do agente e, em último caso, é definida pela CCEE, com posterior validação por parte do agente de medição.

Descrição do código CCEE:

UF		INSTALAÇÃO				EQUIPAMENTO					MEDIDOR		F
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14

Campo 1 (2 dígitos – 1 e 2) – **Unidade da federação** (Estado)

Campo 2 (4 dígitos – 3 a 6) – **Nome da instalação** (subestação, usina)

Campo 3 (5 dígitos – 7 a 11) – **Identificação do Equipamento** (transformador, banco, unidade geradora, usina, linha de transmissão, alimentador, ramal de entrada, etc.)

Campo 4 (2 dígitos – 12 e 13) – **Identificação do Medidor na Instalação** (identificar o número sequencial do medidor na instalação)

Campo 5 (1 dígito – 14) – **Identificação da Função do Medidor** (P = Principal, R = Retaguarda, B = Geração Bruta, Q = Qualidade)

Os pontos de medição mapeados poderão participar do Módulo de Equações do SCDE, que tem o objetivo de relacionar os pontos de medição do SCDE com ativos do SCL e transferir os dados de medição coletados por este sistema automaticamente para o SCL.

Segue um exemplo de mapeamento de Ponto de Medição na Figura 8:

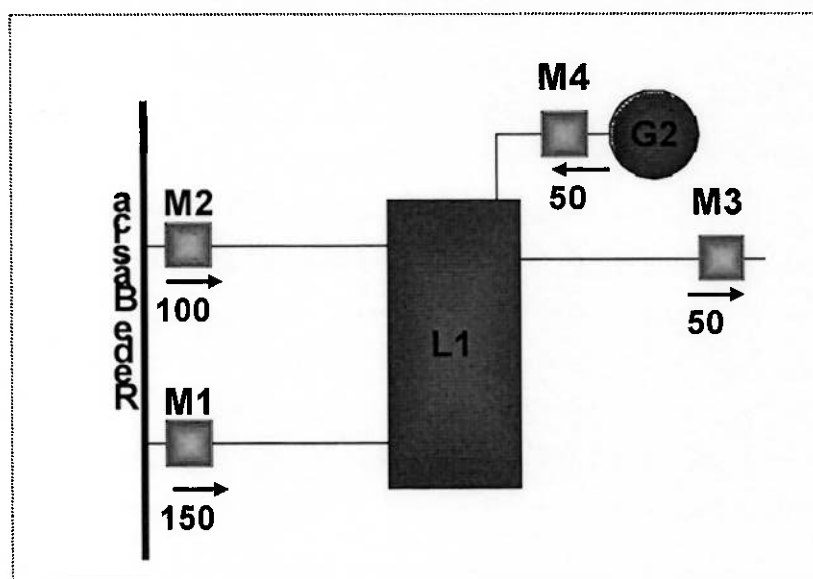


Figura 8: Diagrama unifilar simplificado

Localidade: São Paulo

Instalação: SE Jales (JAL)

Pontos de Medição: Transformadores 1 (M1) e 2 (M2), linha para Populina (M3) e Geração (M4).

Os Códigos CCEE gerados no mapeamento desta instalação seriam os seguintes:

- ✓ M1: SPJAL-TR1--01
- ✓ M2: SPJAL-TR2--02
- ✓ M3: SPJAL-POP--03
- ✓ M4: SPUSL-G2--01 (Medição instalada na Usina USL)

A Figura 9 detalha a tela de mapeamento do SCDE:

Sistema de Coleta de Dados de Energia - SCDE
Instituto AEM/ANEL

Coleta | Cadastro | Notificações | Tratamento | Ajustes | Inspeção Lógica | Relatórios | Administração

Cadastro > Mapeamento de Pontos > Cadastro Mapeamento

Dados do Ponto Mapeado (* preenchimento obrigatório) Inclusão: 22.06.2004 12:12 Atualização:

Código: RSABSAENTR-01

Origem do estoque para instalação: Estado: RS

Instalação: SE AMBEV SAPUCAIA [Pesquisar] Nova instalação

Nome: SE AMBEV SAPUCAIA - 138kV

Agente conectado: AES SUL D

Agente conectado: seleccione o agente

Agente de medição: AES SUL D

Nível de tensão: 138.0

Ativo: 7557 [OK]

Geração Bruta ☐ Fórmula Aproximada ☐ Existência de compensação ☐

Situação do Ponto: ☒ Ponto Mapeado ☐ Ponto Instalado ☐ Ponto Cadastrado no SCDE ☐ Ponto Conectado ☐ Ponto com Conta Estável

☐ Ponto desativado

Algoritmo de compensação de perdas da medição: Sem compensação

Algoritmo de compensação de perdas do modelo reguladora: Sem compensação

Figura 9 – Tela do Módulo de Mapeamento do SCDE

➤ Módulo de Cadastro

O módulo de cadastro tem por objetivo o armazenamento das informações do Ponto de Medição necessárias para possibilitar a coleta dos dados de medição dos medidores e a realização da consistência e validação dos dados coletados. Nele são inseridas informações referentes à UCM (Unidade Central de Coleta de Medição) do agente, ponto de medição, medidores, transformadores de potencial e de corrente. As Figuras 10, 11 e 12 mostram exemplos de telas de cadastro do SCDE:

Sumário todos os agentes

Pontos de Medição

 3102 Pontos de Medição cadastrados | [ver mais](#)

 0 Aprovações de cadastro pendentes | [ver mais](#)
UCMs

 03 UCMs cadastrados | [ver mais](#)

 0 Aprovações de cadastro pendentes | [ver mais](#)
Gateways

 0 Gateways cadastrados | [ver mais](#)

 0 Aprovações de cadastro pendentes | [ver mais](#)
Usinas

 515 Usinas cadastradas | [ver mais](#)

 11 Aprovações de cadastro pendentes | [ver mais](#)
Redes

 0 Redes cadastradas | [ver mais](#)

* Topo da página

© 2005 by CCEE - Todos os direitos reservados

Figura 10 – Tela do Módulo de Cadastro do SCDE – 1

Dados do Ponto de Medição na vigência: 01/01/2005 00:00 a não definida

Agente conectado CCEE D

Agente conectante AES SUL D

Agente de medição AES SUL D

Natureza do ponto Consumo

Prioridade de coleta 1

Demanda contratada 54,000 MW

Capacidade nominal de geração 10,000 MW

Capacidade nominal de consumo 83,000 MW

Variação tolerância de consistência 0,00 %

Número de linhas 0

Relação de erros todos os equipamentos

CARGA IMPOSTA AOS SECUNDÁRIOS DE TI, CALIBRAÇÃO DOS MEDIDORES, ANÁLISE DO DIAGRAMA FASORIAL

Figura 11 – Tela do Módulo de Cadastro do SCDE - 2

Dados do Medidor na vigência: 01-01-2005 00:00 a não definida

Código M&E: **RSAL2TR1--01P**

Função: **Principal e Qualidade** ▼

Fabricante: **ITRON** ▼ Modelo: **Q1000** ▼

Número de série: **4203166-7**

Versão do firmware: **05.01m**

Corrente nominal: **5,00** A Tensão nominal: **120,00** V

Constante de integração: **30,00** s Classe de exatidão: **0,20** %

Constante de pulso energia ativa: **0,05** Constante de pulso energia reativa: **0,05**

Conteúdo IN: **Geração** ▼ Conteúdo OUT: **Consumo** ▼

Data da última calibração: **20** / **11** / **2004** Data da instalação: **25** / **11** / **2004**

Selo deixado: **CCEE SPMF6** Selo encontrado: **NENHUM**

Algoritmo de compensação de perdas: **Sem compensação** ▼

Figura 12 - Tela do Módulo de Cadastro do SCDE - 3

➤ Módulo de Coleta:

O módulo de coleta tem como objetivo a obtenção automática dos dados de medição dos medidores. Os dados são armazenados com um período de integração de 5 minutos, ou seja, para cada hora são coletados 12 registros e, para cada dia, 288 registros de dados de medição de energia ativa. A coleta é realizada diariamente no período das 0h às 10h de cada dia.

Existem duas formas de coleta. A coleta ativa, através da qual o SCDE acessa diretamente o medidor do agente, e a coleta passiva, através da qual o agente utiliza sua UCM para envio dos dados de medição ao SCDE. O envio de dados é realizado de forma automática através de um programa computacional (*client* SCDE) fornecido pela CCEE ao agente

de medição responsável por esse envio, quando da efetivação do cadastro de sua UCM no SCDE. O *client* SCDE verifica diariamente durante o período de coleta definido pela CCEE se há arquivos de coleta em sua UCM a serem encaminhados ao SCDE. Estes arquivos são do tipo "xml", cujo formato também é definido pela CCEE.

Na coleta ativa, o SCDE é responsável pela conexão direta ao medidor para a obtenção das informações. Para isso, utiliza um *software* que se conecta ao medidor utilizando protocolo específico desenvolvido pela empresa Elipse.

No ano de 2002, quando ocorreu o processo de licitação da empresa que desenvolveria o SCDE, a CCEE iniciou um processo de pesquisa junto aos agentes para possibilitar a identificação de quais modelos de medidores os agentes estavam adquirindo para atendimento à especificação técnica do SMF. A finalidade desta pesquisa era de informar ao proponente vencedor da licitação quais os drivers de protocolos deveriam ser desenvolvidos para possibilitar a leitura direta aos medidores pelo SCDE. Com isso, a empresa vencedora da licitação, baseada nos resultados desta pesquisa, desenvolveu drivers de leitura de protocolos para os seguintes modelos de medidores:

- ✓ Actaris : SL7000
- ✓ Electro Industries: Nexus 1270
- ✓ ELO: ELO 2180
- ✓ Itron: Q1000
- ✓ Landis & Gyr: MAXSYS e SAGA 1000
- ✓ Power Measurement: ION
- ✓ ZIV: 5CTE-E5A

Os fabricantes que possuam modelos de medidores cujos *drivers* não sejam compatíveis com os já desenvolvidos pela CCEE, são

responsáveis pelo desenvolvimento desses *drivers* seguindo as padronizações de desenvolvimento previamente definidas pela CCEE.

O SCDE pode acessar os medidores utilizando diversas formas de comunicação, tais como *Frame-Relay*, VPN, acesso discado fixo ou celular. Porém, para coleta diária aos medidores, somente é permitida a utilização de links dedicados (VPN e *frame-relay*). A utilização de acesso discado só é aceita na coleta de Inspeção Lógica.

A inspeção lógica é o processo de coleta de dados de memória de massa, memória de programação e demais registros diretamente dos medidores, com o objetivo de comparar os dados obtidos com os cadastrados na base de dados do SCDE, tais como dados de energia, número de série do medidor e período de integração. Esta comparação é necessária principalmente para os dados coletados via coleta passiva (UCM), pois os arquivos tipo "xml" de coleta podem ser alterados pelo agente. Caso ocorra divergência, o dado a ser utilizado na contabilização será o obtido diretamente do medidor. No monitoramento dos processos, caso ocorram divergências, o agente é notificado para realizar as correções necessárias.

➤ **Módulo de Consistência**

Este módulo tem por objetivo a consistência dos dados do medidor com os dados cadastrados no SCDE. Efetua as seguintes verificações nos dados coletados:

- a) Consiste período de integração, para os medidores principal, retaguarda e geração bruta. Deve ser sempre igual a 300 segundos. Se não confirmar, o dado de medição é rejeitado.
- b) Consiste número de série do medidor obtido através do arquivo "xml" de coleta, comparando-o com o número de série do

cadastro do SCDE (para o medidor principal e retaguarda). Se não confirmar, o dado de medição é rejeitado.

- c) Consiste o código CCEE dos medidores principal, retaguarda e geração bruta. Se não confirmar, o dado de medição é rejeitado.

Após essas verificações passarem pelo processo de consistência, inicia-se o processo de consolidação destes dados.

➤ **Módulo de Consolidação**

Este módulo tem por objetivo o tratamento e validação dos dados de medição coletados, a consolidação dos dados de medição em valores horários e a estimativa caso haja dados faltantes de coleta. Efetua os seguintes tratamentos nos dados coletados:

- a) Caso faltem dados do medidor principal serão utilizados dados do medidor de retaguarda (se já estiver instalado).
- b) Caso faltem 3 ou menos coletas de 5 minutos na hora (não necessariamente consecutivas), e caso não haja coleta do medidor de retaguarda, serão estimadas as coletas faltantes pela média das coletas daquela hora. Ou seja, se ocorrer apenas 9 coletas, será calculada a média dessas 9 coletas e esse valor será multiplicado por 12. O resultado será o valor estimado para a hora.
- c) Consiste capacidade nominal, também para os medidores principal e retaguarda. Cada medida horária consolidada será comparada com a capacidade registrada no cadastro do medidor do SCDE e caso a medida seja superior a 25% da capacidade cadastrada, o dado será rejeitado.

Assim, haverá horas faltantes no SCDE.

Após os dados coletados serem consistidos e consolidados, são transferidos automaticamente para o SCL através do módulo de Equações. Caso haja ocorrências nos processos de consistência e consolidação, não haverá transferência desses dados ao SCL.

➤ **Módulo de Equações:**

Módulo responsável pela interface entre o SCDE e o SCL. Neste módulo são cadastradas as equações que irão gerar os valores de energia para a contabilização no SCL. A grande maioria dos pontos de medição corresponde a um único ativo no SCL. Neste caso, a transferência dos dados do SCDE ao SCL é feita diretamente. Porém, para casos onde dois ou mais pontos de medição do SCDE correspondam a um ativo de medição no SCL, o módulo de equações efetua as operações necessárias nos dados de medição destes pontos e transfere o resultado para o respectivo ativo no SCL. O módulo de equações efetua as operações fundamentais de soma, subtração, multiplicação e divisão, uso de constante, função lógica “se” e funções estatísticas de máximo e mínimo.

➤ **Módulo de Relatórios:**

O Módulo de Relatórios tem por objetivo a visualização das ocorrências registradas no Sistema após o processamento dos módulos do SCDE já homologados. Os relatórios do SCDE que estão sendo utilizados pela CCEE e pelos Agentes são os seguintes:

- ✓ Relatório de Dados Cadastrais de Pontos de Medição – Permite ao agente e ao analista de medição da CCEE visualizar todas as informações cadastradas referentes a pontos de medição, medidores, transformador de potencial (TP), transformador de corrente (TC), transformadores de potência e UCM.

- ✓ Relatório de Consistência – Permite ao agente e ao analista de medição da CCEE verificar as ocorrências no processo de consistência dos dados coletados pelo SCDE, visualizando também os pontos de medição que foram rejeitados neste processo.
- ✓ Relatório de Consolidação – Permite ao agente e ao analista de medição da CCEE verificar as ocorrências no processo de consolidação dos dados coletados pelo SCDE, visualizando os pontos de medição que tiveram seus dados de medição transferidos para o SCL e também os pontos cujos dados foram rejeitados neste processo.
- ✓ Relatório de Dados Faltantes – Permite ao agente e ao analista de medição da CCEE verificar todos os registros de coleta de 5 minutos faltantes, ou seja, que não foram coletados pelo SCDE. Este relatório reflete os dados coletados antes do processo de consistência.

➤ **Módulo de Integração com o ONS:**

Permite a transferência direta do SCDE ao ONS das informações de inclusão e alteração de dados cadastrais dos pontos de medição, medições diárias de energia e qualidade e inclusões de novas siglas de instalações utilizadas no mapeamento de pontos de medição.

2.2.2. Funcionalidades do SCDE ainda em desenvolvimento pela CCEE

➤ **Módulo de Ajuste:**

O módulo de ajustes tem por objetivo permitir aos agentes e analistas de medição da CCEE solicitar ajustes e preencher dados de medidas finais de energia diretamente no SCDE.

Atualmente, todo ajuste de dados de medição coletados pelo SCDE somente pode ser feito diretamente no SCL e mediante justificativa para a substituição dos dados transferidos automaticamente pelo SCDE. O novo módulo de Ajuste está sendo desenvolvido diretamente no SCDE, com o intuito de serem utilizados somente os dados dos medidores, não permitindo a manipulação que poderia ser feita nestes dados ajustados. A diferença é que para efetuar o ajuste neste sistema, o agente deverá continuar a justificá-lo e estará sujeito a aprovação pelo analista de medição da CCEE. O ajuste será realizado pela CCEE e não mais pelo agente.

A CCEE, como descrito neste capítulo, está trabalhando ativamente no desenvolvimento do Sistema de Coleta de Energia e no aumento da confiabilidade do Sistema de Medição de Faturamento. Porém, para atingir esse objetivo, tem como maior dificuldade o convencimento de todos os Agentes de Medição para adequar seus Sistemas de Medição de Faturamento. Além disso, é importante que a ANEEL defina prazos e penalidades pela não adequação dos Sistemas de Medição por parte dos Agentes. Estas dificuldades são descritas no Capítulo 4.

3. A contabilização do Mercado de Energia no Brasil

As operações da CCEE são regidas por um conjunto de regras que, associadas aos seus respectivos procedimentos, estabelecem as bases necessárias para a operação comercial da CCEE e estipulam o processo de contabilização e liquidação¹⁰, ou seja, o processo de apuração das posições comerciais dos agentes do mercado quanto às receitas ou despesas decorrentes da comercialização de energia e do pagamento ou recebimento por alguns serviços técnicos prestados ao sistema.

As Regras de Comercialização são um conjunto de formulações algébricas que estabelecem todos os relacionamentos entre as variáveis do processo de comercialização de energia na CCEE. Elas determinam as seqüências de cálculos que devem ser realizados, a partir dos dados de entrada (fornecidos pelos agentes, ONS, ANEEL e CCEE), de forma a contabilizar as operações do mercado.

A formulação algébrica das Regras de Comercialização estabelece todos os relacionamentos entre as variáveis do processo de comercialização da energia na CCEE e é apresentada em capítulos e seus respectivos apêndices, contendo os principais tópicos considerados na contabilização do mercado. São os capítulos descritos a seguir:

- Módulo 1 - Preço de Liquidação das Diferenças
- Módulo 2 - Determinação da Geração e Consumo de Energia
- Módulo 3 - Contratos
- Módulo 4 - Energias Asseguradas
- Módulo 5 - Excedente Financeiro
- Módulo 6 - Encargos de Serviços do Sistema
- Módulo 7 - Consolidação dos Resultados
- Módulo 8 - Ajuste de Contabilização e Recontabilização

¹⁰ **Processo de Contabilização e Liquidação** – Conjunto de operações envolvendo a medição, o registro de contratos bilaterais, a contabilização pelo regime de competência, a conciliação, a liquidação financeira do mercado de curto prazo, a valoração das energias transacionadas no mercado de curto prazo, bem como o gerenciamento das transferências financeiras entre os agentes participantes da CCEE e o universo de programas e métodos utilizados.

- Definições e Interpretações
- Governança
- Liquidação
- Penalidades

As Regras de Comercialização são fruto de um processo setorial. Elas foram inicialmente desenvolvidas durante o período em que o mercado era auto-regulado. Desta forma, os agentes participaram ativamente do processo de elaboração das mesmas, acordando formato e conteúdo. Após a instituição da Convenção de Mercado, competiu à ANEEL a regulamentação e aprovação das Regras de Comercialização.

Um primeiro esboço com a estrutura e as regras de funcionamento do novo mercado de energia elétrica surgiu após amplas discussões no âmbito do Projeto RE–SEB, promovido pelo Ministério de Minas e Energia com o apoio de consultores internacionais, e finalizado em agosto de 1998. Em seguida se estabeleceu o marco inicial do MAE através da assinatura do Acordo de Mercado pelos agentes do mercado, um acordo de cunho multilateral, homologado pela ANEEL através da Resolução nº 18, 28 de janeiro de 1999. No Acordo de Mercado foram definidas as principais diretrizes para a elaboração das Regras de Comercialização. As Regras de Comercialização foram então aprovadas em fevereiro de 2000 pela Assembléia Geral do MAE, e encaminhadas a ANEEL para homologação. Dado a importância desta homologação para o funcionamento do futuro Mercado Atacadista de Energia, foi estabelecido um processo de audiência pública, de forma a permitir a participação de todos os interessados.

O processo de homologação das regras do MAE pela ANEEL resultou então na Resolução nº 290, de 03 de agosto de 2000, que ratificou algumas partes e revogou outras, do conjunto aprovado pelo MAE em fevereiro de 2000, e estabeleceu as diretrizes para a implementação gradual das regras. Estas diretrizes estabelecem em três etapas os principais marcos a serem cumpridos pelo mercado para a implementação das evoluções esperadas até que seja alcançada a meta final:

- A primeira etapa caracterizava-se pela definição no âmbito do MAE dos preços “*ex-ante*”¹¹ de energia em base mensal ou semanal, e vigência de setembro de 2000 a junho de 2001.
- A segunda etapa caracterizava-se pelo início da dupla contabilização, com preços e quantidades calculados e “*ex-post*”¹², em base semanal, com vigência de julho a dezembro de 2001.
- A terceira etapa caracterizava-se pelo início da definição de preços e quantidades em intervalos de uma hora, no máximo, com dupla contabilização¹³ com vigência a partir de janeiro de 2002.

Desde o início da operação do MAE em setembro de 2000, as dificuldades organizacionais inviabilizaram o cumprimento das metas e prazos fixados da Resolução nº 290, de 03 de agosto de 2000, particularmente as associadas às 2ª e 3ª etapas.

A Resolução ANEEL nº 446, de 22 de agosto de 2002, estabeleceu ajustes nas etapas e no cronograma para implantação das Regras de Comercialização de maneira a possibilitar metas mais factíveis, visando à consolidação e efetiva operacionalização do MAE. Esta Resolução revogou a 3ª etapa de implantação das regras do MAE definida na Resolução ANEEL nº 290, de 03 de agosto de 2000, e estabeleceu, entre outras diretrizes, que a finalização da implantação

¹¹ **Preço “*ex-ante*”** – Refere-se ao cálculo do preço realizado com valores previstos de carga, aflúências e disponibilidades dos Geradores.

¹² **Preço “*ex-post*”** – Refere-se ao cálculo do preço realizado com valores verificados de carga, aflúências e disponibilidade dos Geradores.

¹³ **Dupla Contabilização** – A dupla contabilização prevê a realização de uma primeira contabilização com preços e volumes “*ex-ante*” e de outra complementar, com preços e volumes “*ex-post*”. A contabilização do “*ex-ante*” considera as declarações de carga pelo lado do consumo, as ofertas de disponibilidade de geração dos Geradores e os contratos bilaterais registrados no MAE durante este mesmo período. O preço utilizado para valorizar a energia comercializada no Mercado de Curto Prazo é calculado também em base “*ex-ante*”, através da utilização dos mesmos dados declarados e previstos de consumo e disponibilidade de geração. Para a contabilização “*ex-post*” serão considerados os compromissos contratuais resultantes da contabilização “*ex-ante*”. Na fase “*ex-post*”, está prevista a utilização para a formação de preços e contabilização, dos valores verificados de disponibilidade, incluindo as redeclarações, informadas pelo ONS, e dos volumes verificados de energia consumida e gerada através da medição do MAE. A Liquidação Financeira será realizada com base na contabilização “*ex-post*”.

das regras do MAE ocorra em apenas uma etapa adicional, a ser efetivada até 1º de janeiro de 2004, caracterizada pelo início da definição de preços e quantidades em intervalos de uma hora, no máximo, mantida a dupla contabilização. A finalização da implantação das regras do MAE prevista nesta Resolução nº 446, de 22 de agosto de 2002, também não ocorreu.

O processo de reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro promovido pela Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, culminou em uma gama de mudanças e adaptações necessárias às Regras e Procedimentos de Comercialização, com o objetivo de possibilitar a operacionalização às atividades no âmbito da CCEE, sucessora do MAE.

As regras e os procedimentos de comercialização são desenvolvidos pela CCEE, passam por um processo de audiência pública onde todos os agentes de mercado fazem suas contribuições a respeito dos referidos documentos e estes são posteriormente encaminhados para a homologação da ANEEL.

Um dos pilares de desenvolvimento das Regras e Procedimentos de Comercialização consiste em promover o tratamento equânime a todos os agentes participantes da CCEE, de forma transparente.

A seguir relacionam-se as versões e períodos de vigência das Regras de Comercialização, desde a implantação do MAE, órgão este substituído pela CCEE:

- **Regras de Mercado 2.2b**, aprovadas pela Resolução ANEEL nº 395, de 24 de julho de 2002, consideradas para a contabilização de setembro de 2000 a junho de 2002. Preços do Mercado de Curto Prazo, calculados mensalmente em base “*ex-ante*”.
- **Regras de Mercado 3.0**, aprovadas pela Resolução ANEEL nº 445, de 22 de agosto de 2002, consideradas para as contabilizações de julho de 2001 a dezembro de 2002. Preços do Mercado de Curto Prazo, calculados semanalmente em base “*ex-ante*”.

- **Regras de Acordo de Racionamento e Anexo V**, aprovados pela Resolução ANEEL nº 447, de 23 de agosto de 2002, que estabelecem as condições gerais para implementação do que dispõe o segundo artigo da Lei 10.438, de 26 de abril de 2002, regulamentando o tratamento a ser dado à compra das sobras líquidas contratuais e ao rateio da energia livre no MAE, considerados na contabilização de abril de 2001 a dezembro de 2002.
- **Regras de Mercado 3.1.a**, aprovadas pela Resolução ANEEL nº 40, de 30 de janeiro de 2003, e em conformidade com a resolução nº 150, de 1 de abril de 2003, e o Despacho ANEEL nº 94, de 27 de fevereiro de 2003, considerada para as contabilizações de janeiro de 2003 a agosto de 2003.
- **Regras de Mercado 3.1.b**, aprovadas pela Resolução ANEEL nº 462, de 9 de setembro de 2003, e em conformidade com a Resolução nº 377, de 30 de julho de 2003, válidas para a contabilização a partir de setembro de 2003.
- **Regras de Mercado 3.1.c**, aprovadas pela Resolução ANEEL nº 577, de 28 de outubro de 2003, consideradas para a contabilização a partir de novembro de 2003.
- **Regras de Mercado 3.5**, aprovadas pela Resolução ANEEL nº 688, de 24 de dezembro de 2003, consideradas para a contabilização a partir de janeiro de 2004. Preços de Mercado de Curto Prazo calculados semanalmente por patamar de carga em base “*ex-ante*”.
- **Regras de Mercado Janeiro de 2005**, aprovadas pela Resolução Normativa ANEEL nº 145, de 1º de Fevereiro de 2005.

Consideradas para a contabilização a partir de Janeiro de 2005.

- **Regras de Mercado Janeiro de 2006**, aprovadas pela Resolução Normativa ANEEL nº 210, de 13 de Fevereiro de 2006. Consideradas para a contabilização a partir de janeiro de 2006. Regras para Contratos CCEAR por Disponibilidade, com vigência a partir de Janeiro de 2008, aprovadas pela Resolução Normativa ANEEL nº 223, de 20 de Junho de 2006.
- **Regras de Comercialização Janeiro de 2007**, estiveram em audiência pública e foram aprovadas pela Resolução Normativa ANEEL nº 254, de 27 de fevereiro de 2007, para serem aplicadas a partir da contabilização de março de 2007.

Os conjuntos completos das versões da Regras de Mercado e de Comercialização utilizados na contabilização da CCEE encontram-se disponíveis no site da CCEE [83].

Complementares às regras existem os Procedimentos de Comercialização (PdCs) que têm por objetivo apresentar as atribuições dos Agentes da CCEE e da própria instituição. Os PdCs são um conjunto de normas aprovadas pela ANEEL que definem condições, requisitos, eventos e prazos relativos à comercialização de energia elétrica no âmbito da CCEE e estão definidos conforme a estrutura da Cadeia de Valor da CCEE.

Os PdCs poderão ser atualizados em consonância com a legislação vigente, 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.

Os conjuntos completos das versões destes Procedimentos de Comercialização utilizados na contabilização da CCEE encontram-se disponíveis no site da CCEE [83].

➤ Sistema de Contabilização e Liquidação (SCL)

A maior parte das atividades provenientes do processo de contabilização e liquidação são suportadas pelo Sistema de Contabilização e Liquidação (SCL), também conhecido como Sinercom, acessado através do site da CCEE [83].

O SCL é um sistema computacional baseado nas Regras de Comercialização, que abrange as funcionalidades necessárias para o sucesso das transações de energia elétrica no mercado de curto prazo.

O acesso ao SCL, é exclusivo a pessoas habilitadas e pode ser feito pela Internet, através do link existente no site da CCEE [83].

Através do SCL que são registrados todos os dados de entrada necessários para o processamento da contabilização e liquidação do mercado de curto prazo. É através dele que também são gerados os resultados em relatórios necessários à tomada de decisão dos agentes de mercado e a conferência da contabilização de suas transações na CCEE.

➤ O Processo de Contabilização e Liquidação

A Contabilização é o processamento mensal dos dados de contratos, medição, preço e demais informações necessárias para cálculo do resultado final de cada Agente de Comercialização no âmbito da CCEE, com base nas Regras de Comercialização, que apura as exposições no mercado de curto prazo e consolidação dos resultados financeiros a serem liquidados.

Todos os contratos celebrados entre os agentes no âmbito do Sistema Interligado Nacional (SIN) devem ser registrados na CCEE. Esse registro inclui apenas as partes envolvidas, os montantes de energia e o período de vigência. Os preços de energia dos contratos não são registrados na CCEE, sendo utilizados especificamente pelas partes envolvidas em suas liquidações bilaterais. Da mesma forma, os valores de medição verificados de geração e consumo de energia são registrados na CCEE.

Com base nessas duas informações (montantes contratados e montantes medidos) são calculados os montantes negociados no mercado de curto prazo (spot).

Dessa forma pode-se dizer que o mercado de curto prazo é o mercado das diferenças, conforme ilustrado na Figura 13.

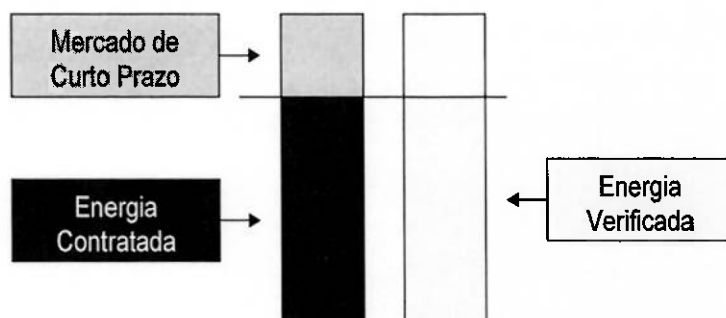


Figura 13 - Energia Comercializada no Mercado de Curto Prazo

O processo de contabilização considera os montantes de contratos (MWh) e os montantes de medição registrados (MWh) e verifica as diferenças entre o que foi registrado (produzido ou consumido) e o que foi contratado. Desta forma são calculados os montantes negociados no mercado de curto prazo (spot), conforme Figura 14.

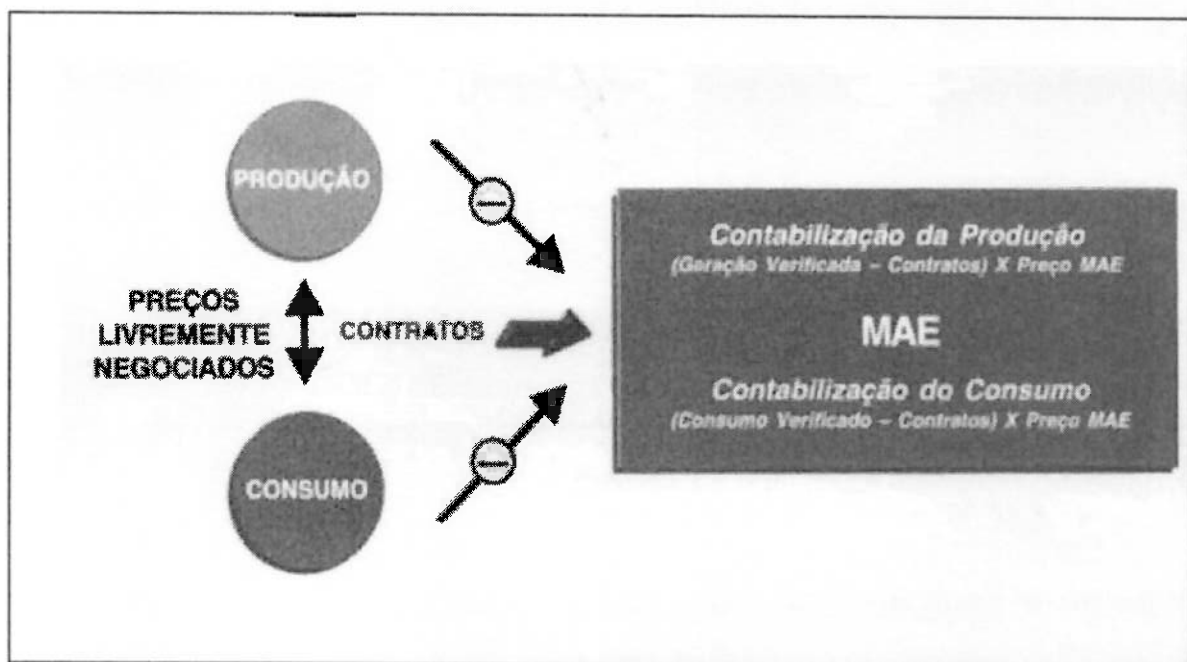


Figura 14 – Mercado de Curto Prazo

As diferenças positivas ou negativas são liquidadas ao preço de liquidação das diferenças (PLD – R\$/MWh).

No processo de Liquidação Financeira ocorrem todos os pagamentos e recebimentos, dos débitos e créditos referentes à compra e venda de energia elétrica no Mercado de Curto Prazo, apurados no processo de contabilização.

3.1. Etapas de Processamento da Contabilização

Os dados e processos envolvidos na contabilização do mercado de curto prazo (spot) estão compreendidos em três etapas principais

1. Processamento dos dados de entrada.
2. Processamento intermediário.
3. Processamento final da contabilização.

A Figura 15 apresenta uma visão simplificada destas etapas, desde o registro dos dados de medição e contratos, até a obtenção da pré-fatura. Estas etapas definem todo o processo de contabilização do mercado de curto prazo e são dependentes entre si.

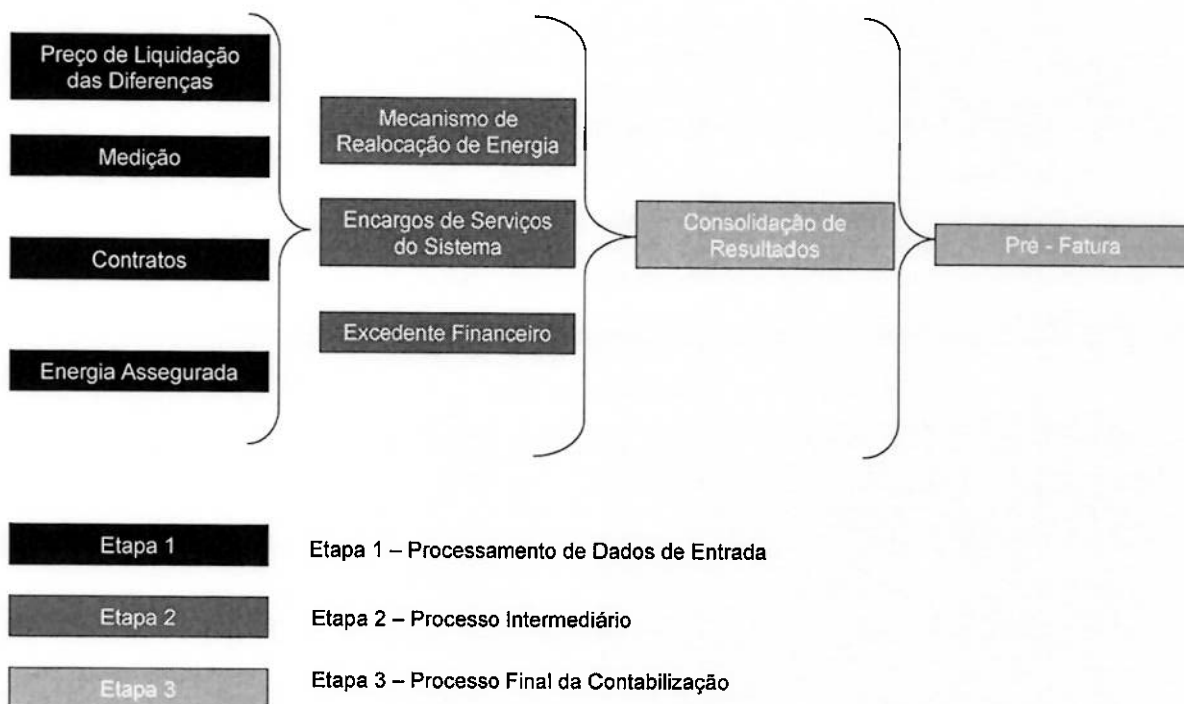


Figura 15 – Fluxo da Contabilização

Estas etapas que definem todo o processo de contabilização serão detalhadas e definidas a seguir.

3.1.1. Etapa 1 – Processamento da Entrada de Dados

A Etapa 1 caracteriza-se pelo tratamento que será dado a todos os dados de entrada necessários para o início do processamento da contabilização. Estes dados são obrigatórios e sem os mesmos é impossível o início do processo.

Os dados de entrada que compõe a etapa 1 são:

- Preços de Liquidação das Diferenças (PLD)
- Medição
- Contratos
- Energia Assegurada

Os referidos dados de entrada serão definidos e abordados a seguir.

3.1.1.1 Preços de Liquidação das Diferenças

O PLD é utilizado para valorar a compra e venda de energia no mercado de curto prazo (SPOT).

A formação do preço de energia comercializada no mercado de curto prazo é feita pela utilização dos dados considerados pelo ONS para a otimização da operação do SIN. Em função da preponderância de usinas hidrelétricas no parque de geração brasileira, são utilizados modelos matemáticos para o cálculo do PLD, objetivando encontrar a solução ótima de equilíbrio entre o benefício presente do uso da água e o benefício futuro de seu armazenamento, medido em termos da economia esperada dos combustíveis das usinas termelétricas.

A máxima utilização da energia hidrelétrica disponível em cada período é a premissa mais econômica, do ponto de vista imediato, pois minimiza os custos de combustíveis. No entanto, essa premissa resulta em maiores riscos de déficits futuros. Por sua vez, a máxima confiabilidade de fornecimento é obtida conservando o nível dos reservatórios o mais elevado possível, o que significa utilizar mais geração térmica e, portanto, aumento dos custos de operação.

Com base nas condições hidrológicas, na demanda de energia, nos preços de combustível, no custo de déficit, na entrada de novos projetos e na disponibilidade de geração e transmissão, o modelo de precificação obtém o despacho de geração ótimo para o período em estudo, definindo a geração hidráulica e a geração térmica para cada submercado¹⁴. Como resultado desse processo são obtidos os Custos Marginais de Operação (CMO)¹⁵ para o

¹⁴ **Submercado** – são divisões do mercado, correspondentes às áreas do SIN, definidas em função da presença e duração de restrições relevantes de transmissão. Cada submercado é considerado efetivamente como um mercado independente, sujeito a um PLD diferenciado. Atualmente a CCEE considera quatro submercados: Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte.

¹⁵ **Custo Marginal de Operação (CMO) do Sistema** – custo incremental para produzir o próximo MWh necessário ao sistema elétrico

período estudado, para cada patamar de carga¹⁶ e para cada submercado.

O PLD é um valor expresso em R\$/MWh, determinado semanalmente para cada patamar de carga com base no CMO, limitado por um preço máximo¹⁷ e mínimo¹⁸ vigentes para cada período de apuração e para cada submercado. Os intervalos de duração de cada patamar são determinados para cada mês de apuração pelo ONS e informados a CCEE, para que sejam considerados no SCL. O PLD é determinado conforme estabelece o módulo 1 das Regras de Comercialização disponível no site da CCEE .

Na CCEE são utilizados os mesmos modelos adotados pelo ONS para determinação da programação de despacho de geração do sistema, com as adaptações necessárias para refletir as condições de formação de preços na CCEE. No cálculo do PLD não são consideradas as restrições de transmissão internas a cada submercado e as gerações de teste produzidas pela entrada de novas unidades geradoras, de forma que a energia comercializada seja tratada como igualmente disponível em todos os seus pontos de consumo e que, conseqüentemente, o preço seja único dentro de cada uma dessas regiões. No cálculo do preço são consideradas as restrições de transmissão de energia entre os submercados (limites de intercâmbios).

As usinas que apresentam limitações operativas (inflexibilidade) para o cumprimento de despacho por parte do ONS, têm sua parte inflexível não

¹⁶ **Patamar de Carga** – Período compreendendo determinado número de horas e caracterizado pela ocorrência de valores similares de carga do sistema elétrico. Para cálculo do Preço do CCEE, atualmente em base semanal, foram definidos 3 Patamares de Carga diários (Leve, Médio e Pesado) pelo ONS que é o agente responsável pela coordenação e controle da operação do SIN . Quando o cálculo do preço da CCEE for horário, não será necessária a definição de patamares de carga.

¹⁷ **Preço máximo** – Maior valor de PLD permitido pela ANEEL. É definido como sendo o menor valor entre o preço estrutural da termoeletrica mais cara no Programa Mensal de Operação (PMO) de janeiro do ano corrente e o preço limite do ano anterior corrigido pelo IGP-DI acumulado entre novembro de um ano e novembro do ano consecutivo. A sistemática de cálculo do preço limite está regulamentada pela Resolução ANEEL nº 682, de 23 de dezembro de 2003.

¹⁸ **Preço mínimo** - Menor valor de PLD permitido pela ANEEL. É atualizado anualmente, na primeira semana geométrica da taxa de câmbio do dólar americano do ano anterior. A sistemática de cálculo do preço mínimo está regulamentada pela Resolução ANEEL nº 377, de 30 de julho de 2003.

considerada no estabelecimento do preço e são consideradas como abatimento da carga a ser atendida. Contudo, se a unidade geradora tiver declarado um nível mínimo de geração obrigatória (inflexível) e estiver programada para gerar acima desse nível (flexível), este será considerado na formação do preço.

O cálculo do preço baseia-se no despacho “ex-ante”, ou seja, é apurado com base em informações previstas, anteriores à operação real do sistema, considerando os valores de disponibilidade declarados de geração e consumo previsto de cada submercado. O processo completo de cálculo do PLD consiste na utilização dos modelos computacionais NEWAVE e DECOMP, os quais produzem como resultado o CMO de cada submercado, respectivamente em base mensal e semanal.

O NEWAVE consiste em um modelo de otimização para o planejamento de médio prazo (até cinco anos), com discretização mensal e representação a sistemas equivalentes, considerando todas as usinas de um submercado agregadas a um único reservatório de energia equivalente. Seu objetivo é determinar a estratégia de geração hidráulica e térmica em cada mês dentro do período de estudo, que minimiza o valor esperado do custo de operação para todo o período de planejamento. Um dos principais resultados desse modelo são as funções de custo futuro, que traduzem para modelos de outras etapas (de mais curto prazo) o impacto da água armazenada nos reservatórios.

O DECOMP é processado semanalmente e consiste em um modelo de otimização para o horizonte de curto prazo (até doze meses), representando o primeiro mês em base semanal e considerando as vazões previstas através de uma árvore de possibilidades (cenários de vazões) e o parque gerador individualizado (usinas hidráulicas e térmicas por submercado). Seu objetivo é determinar o despacho de geração das usinas hidráulicas e térmicas que minimiza o valor esperado do custo de operação no primeiro estágio (primeira semana).

3.1.1.2 Medição

O SIN é representado na CCEE por meio de uma estrutura de pontos de medição (geração e consumo) e conexões, estrutura esta que define todo o cadastro do sistema elétrico, com o objetivo de se obter os montantes líquidos medidos de energia para cada agente e de possibilitar a contabilização e liquidação financeira das operações no mercado de curto prazo.

Os referidos pontos de medição e conexões são cadastrados na CCEE e os dados desses pontos são registrados no SCL. Hoje este registro de dados de medição pode ser efetuado de duas maneiras distintas: através da carga de arquivo diretamente no SCL (via arquivo no formato "txt") ou através da transferência de dados coletados do SCDE para o SCL.

A partir destes dados de medição registrados no SCL é que serão calculados os montantes líquidos de medição.

Para que sejam obtidos tais montantes, as regras de Comercialização estabelecem um processo de apuração e tratamento das quantidades de geração e consumo de energia elétrica, que são agrupadas e ajustadas, possibilitando a contabilização de energia comercializada pelos agentes.

Os ajustes nos dados de medição inseridos pelos agentes são necessários, pois, no atendimento ao consumo pela geração ocorrem perdas elétricas nas instalações compartilhadas¹⁹ e na rede básica de transmissão.

Os dados de medição inseridos pelos agentes sofrem as perdas da instalação compartilhada, quando aplicável, e posteriormente as perdas da rede básica, também quando aplicável.

As perdas nas instalações compartilhadas são rateadas proporcionalmente entre os pontos de medição dos agentes envolvidos, conforme item ME.2 do

¹⁹ **Instalação Compartilhada** – instalações de transmissão ou subtransmissão de uso compartilhado, classificados como Demais Instalações de Transmissão (DITs), conforme os critérios estabelecidos na Resolução Normativa ANEEL nº 067, de 08 de junho de 2004

módulo 2 das regras de comercialização disponíveis no site da CCEE [83].

- Quando o fluxo líquido de energia for no sentido da rede básica à instalação compartilhada, as perdas são rateadas entre os pontos de medição de consumo dos agentes envolvidos;
- Quando o fluxo de energia for no sentido da instalação compartilhada à rede básica, as perdas são rateadas entre os pontos de medição de geração dos agentes envolvidos.

As perdas da rede básica são rateadas, conforme item AM. 2 do módulo 2 das regras de comercialização disponível no site da CCEE, entre todos os agentes proprietários de pontos de medição de geração e de consumo participantes do rateio de perdas, através do cálculo do fator de perdas²⁰, e considerando-se critérios de isenção de participação no rateio de perdas²¹.

Por meio do rateio das perdas garante-se que a geração efetiva total do sistema se iguale à carga efetiva total do sistema. O ponto virtual onde as perdas entre os pontos de geração e consumo se igualam é denominado “Centro de Gravidade”, sendo que nesse ponto são consideradas todas as compras e vendas de energia na CCEE. A existência desse ponto virtual torna possível a comparação entre as medições realizadas em diferentes pontos reais do SIN.

A Figura 16 ilustra o processo de rateio de perdas realizado entre a geração e o consumo. Conforme pode ser visualizado, as perdas elétricas são compartilhadas igualmente entre os pontos de geração e de consumo, sendo metade das perdas abatida do total gerado e a outra metade adicionada ao total consumido. Para tanto, é aplicado um fator de perda de geração para

²⁰ **Fator de Perdas** – Fator de ajuste aplicado às parcelas de geração e carga de modo a igualar, no centro de gravidade, os totais gerados e consumidos.

²¹ **Critério de isenção de participação no rateio de perdas** – determinado pela Resolução ANEEL nº 395, de 24 de julho de 2002 e aplica-se a todas as usinas não interligadas à rede básica e aos pontos de consumo associados a essas usinas. As relações contratuais existentes entre distribuidoras registradas na CCEE como pontos de medição também não devem participar das perdas, conforme as resoluções ANEEL nº 44, 45 e 173/01.

todos os pontos de geração e um fator de consumo para todas as cargas (os cálculos efetuados para determinação dos fatores de perdas estão definidos nas Regras de Comercialização; estes fatores de perdas são aplicados aos pontos de medição participantes do rateio).

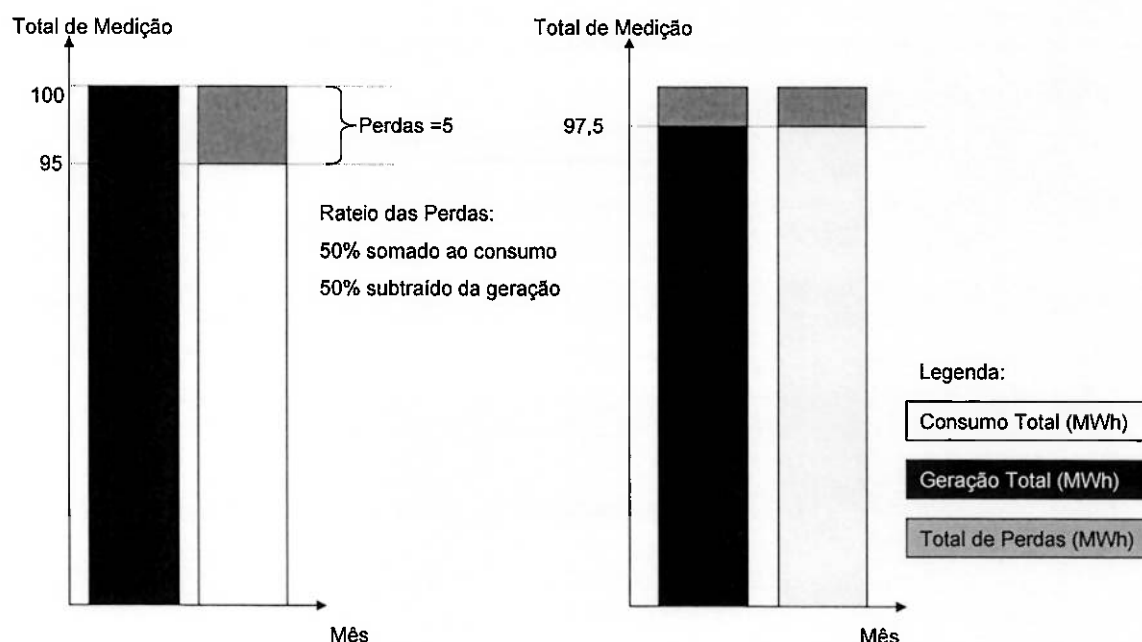


Figura 16 – Rateio de Perdas entre os Pontos de Consumo e de Geração

$$TOTP = TOTG - TOTC$$

Onde:

TOTP = Total de Perdas (MWh)

TOTG = Total de Geração (MWh)

TOTC = Total de Consumo (MWh)

Este TOTP é rateado 50% para a geração participante do rateio de perda (TOTGP) e 50% para o consumo participante do rateio de perda (TOTCP), reduzindo a geração e aumentando a carga destes.

$$XP_CLF = (TOTCP + TOTP/2)/TOTCP$$

$$XP_GLF = (TOTGP - TOTP/2)/TOTGP$$

Onde:

XP_CLF é o fator de perdas de consumo (maior que 1)

XP_GLF é o fator de perdas de geração (menor que 1)

Até dezembro de 2002, o rateio das perdas entre a geração e consumo era realizado dentro de cada submercado. A Resolução ANEEL nº.40, de 30 de janeiro de 2003, determinou que a partir de janeiro de 2003, com a versão 3.1 das Regras de Mercado, as perdas fossem rateadas considerando a geração e consumo realizado em todos os submercados, ou seja, considerando-se um mercado único.

Como estas perdas são obtidas pela diferença entre geração e consumo, efetua-se um balanço para determinar o total das perdas para cada período de comercialização (patamar/semana).

Algebricamente, o fator de perdas de geração no processo de rateio deve ser menor do que a unidade para expressar o “custo” do gerador ao levar sua energia para o centro de gravidade. Analogamente, para o fator de perdas de consumo o valor deverá ser maior do que a unidade para expressar o “custo” do agente em levar a energia do centro de gravidade para os seus pontos de medição de consumo.

3.1.1.3 Contratos

A comercialização de energia elétrica entre os agentes da CCEE é efetuada por meio de contratos de compra e venda de energia, conforme estabelece o módulo 3 das regras de comercialização, disponível no site da CCEE.

Todos os contratos celebrados entre os agentes no âmbito do Sistema Interligado Nacional (SIN) devem ser registrados na CCEE. Esse registro inclui apenas as partes envolvidas, os montantes de energia e o período de vigência; os preços de energia dos contratos não são registrados na CCEE, sendo utilizados especificamente pelas partes envolvidas em suas liquidações bilaterais.

De acordo com o disposto no artigo 56 do Decreto nº. 5.163, de 30 de julho de 2004, e no artigo. 7º da Resolução Normativa ANEEL nº. 109, de 26 de outubro de 2004, todos os contratos de compra e venda de energia, e respectivas

alterações, devem ser registrados na CCEE, independente da data de início de suprimento, para fins de consideração de montantes contratados no processo de contabilização e liquidação financeira. Dessa forma, todos os contratos de compra e venda devem ser inseridos no SCL e sujeitos aos tratamentos previstos nas regras de comercialização vigentes.

Os contratos existentes e registrados na CCEE podem ser classificados de acordo com sua forma de celebração e regulamentação vigentes:

➤ Contratos Iniciais:

Os contratos iniciais foram estabelecidos pela Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998, como instrumento de transição entre o modelo centralizado e o modelo competitivo, e foram homologados através de resoluções específicas da ANEEL, estabelecendo-se montantes de energia e demanda de potência em valores anuais médios, bem como as respectivas tarifas aplicáveis entre as concessionárias de serviços de energia elétrica. Os contratos iniciais estão definidos nas Resoluções ANEEL nº 267 de 13 de agosto de 1998, nº 451 de 29 de dezembro de 1998, nº 141 de 9 de junho de 1999, nº 361 de 12 de setembro de 2000, nº 444 de 22 de novembro de 2000, nº 447 de 27 de novembro de 2000, nº 41 de 1 de fevereiro de 2001, nº 45 de 1 de fevereiro de 2001, nº 173 de 10 de maio de 2001, nº 470 de 05 de novembro de 2001, sendo celebrados entre agentes de geração/ agentes de distribuição, agentes de distribuição/ agentes de distribuição e agentes de geração/ agentes de geração. Conforme estabelecido na Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998, os contratos Iniciais tiveram seus montantes reduzidos em 25% a cada ano, a partir de janeiro de 2003, até sua extinção, a partir de janeiro de 2006.

Existem ainda alguns contratos que apresentam tratamento, pelas regras de comercialização, similar aos contratos iniciais. Esses contratos são denominados “contratos equivalentes”.

➤ Contratos Bilaterais:

Os contratos bilaterais consistem em relações comerciais de compra e venda de energia elétrica resultantes da livre negociação entre os agentes da CCEE, de acordo com as legislações e regulamentações vigentes, estabelecendo-se preços, prazos e montantes de suprimento em comum acordo entre as partes envolvidas.

Os contratos bilaterais são registrados na CCEE, por meio do SCL, pela parte vendedora e devem ser validados pela parte compradora para que possam ser considerados no processo de contabilização e liquidação financeira. O vendedor deve inserir os prazos de suprimentos e montantes contratados em MWh, não sendo necessário informar os preços negociados.

➤ Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEAR):

Uma das principais diretrizes do processo de implementação do novo modelo do setor elétrico consiste na obrigação de que as concessionárias, permissionárias e autorizadas de distribuição adquiram energia elétrica através de contratação regulada.

De acordo com o Decreto nº. 5.163, de 30 de julho de 2004, uma das possibilidades dos agentes de distribuição comprar energia para atendimento de seus respectivos mercados de consumidores cativos é por meio de leilões de energia elétrica proveniente de empreendimentos de geração existentes e novos, realizados no Ambiente de Contratação Regulada (ACR).

Os CCEARs são contratos resultantes desses leilões celebrados entre cada agente vendedor e todos os agentes de distribuição compradores, na proporção dos montantes de consumo declarado. Os CCEARs foram definidos pela Lei nº. 10.848, de 15 de março de 2004 e pelo Decreto nº. 5.163, de 30 de julho de 2004, sendo especificados por meio de editais publicados para cada leilão, contendo cláusulas e condições fixas, não passíveis de alterações pelos agentes.

O Decreto nº. 5.163, de 30 de julho de 2004 prevê que os CCEARs podem sofrer compensação/ redução dos montantes contratados. O Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits (MCSD) tem a finalidade de promover a cessão e a redução desses contratos.

Todo mês os distribuidores podem declarar sobras e déficits, sendo que as sobras devem ser referentes à saída de consumidor livre e/ ou acréscimo em contratos bilaterais firmados antes da publicação do decreto.

➤ Contratos de leilão de Energia anteriores ao Decreto nº 5.163/04:

São contratos resultantes dos leilões públicos de compra e venda de energia elétrica antes das regulamentações estabelecidas pelo decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004: Leilão de Venda (2002), Leilão de Excedentes (2003) e Leilões de Compra (2003-2004).

➤ Contratos de Itaipu:

Existem também na CCEE os chamados “contratos de Itaipu”, registrados no SCL para representar os efeitos da energia comercializada pela Usina Binacional de Itaipu para os agentes detentores da quota parte da usina.

O Decreto nº 4550, de 27 de dezembro de 2002, estabeleceu que a quantidade contratada de cada quotista deve ser equivalente ao seu percentual de participação na energia assegurada da Usina de Itaipu e a Eletrobrás, como agente comercializadora de Itaipu, tornou-se responsável pelo repasse de toda a energia gerada pela Usina aos quotistas, usando para isso o sistema de transmissão de Furnas.

O Decreto nº 5287, de 26 de novembro de 2004, que alterou o decreto nº 4550, estabelece que as quotas da energia elétrica constante do compromisso de repasse pela Eletrobrás devem ser distribuídas especificamente entre as concessionárias de distribuição de energia elétrica. A partir de janeiro de 2005,

com base na Resolução Normativa ANEEL nº 128, de 20 de dezembro de 2004, foram estabelecidas as quotas anuais para o ano de 2005 referentes aos montantes de potência contratada e energia vinculada a ser repassada para as distribuidoras de energia elétrica.

➤ Contratos do Proinfa:

O Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa) é um importante instrumento para a diversificação da matriz energética nacional, garantindo maior confiabilidade e segurança ao abastecimento. O programa, coordenado pelo Ministério de Minas e Energia (MME), estabelece a contratação, em sua primeira fase, de 3.300 MW de energia no SIN, produzidos por fontes eólica, biomassa e pequenas centrais hidrelétricas (PCHs), sendo 1.100 MW de cada fonte.

O Proinfa foi criado pela Lei nº 10438, de 26 de abril de 2002, e revisado pela Lei nº 10762, de 11 de novembro de 2003, que assegurou a participação de um maior número de estados no programa, o incentivo à indústria nacional e a exclusão dos consumidores de baixa renda do pagamento do rateio da compra da nova energia. Sua regulamentação foi estabelecida pelas Resoluções ANEEL nº 652 de 9 de dezembro de 2003, nº 56 de 6 de abril de 2004, nº 62 de 5 de maio de 2004 e nº 127 de 6 de dezembro de 2004.

Os contratos do Proinfa representam os montantes de energia elétrica produzidos pelas usinas participantes do programa e apropriados às concessionárias de distribuição de energia elétrica e consumidores livres, adquirentes das quotas partes deste programa, conforme disposto na resolução Normativa ANEEL nº 127, de 06 de dezembro de 2004. A comercialização dessa energia é representada na CCEE pela Eletrobrás.

3.1.1.4 Energia Assegurada

A Energia Assegurada representa a energia hidrelétrica disponível considerando explicitamente o risco de haver déficit. As tratativas referentes à

energia assegurada estão compreendidas no módulo 4 das regras de comercialização disponíveis no site da CCEE.

Definiu-se que a energia assegurada do sistema elétrico brasileiro corresponde à máxima carga que pode ser suprida a um risco pré-fixado de não atendimento em 5%. A energia assegurada de uma determinada usina corresponde à fração a ela alocada da energia assegurada do sistema. Em termos de comercialização de energia, corresponde à quantidade de energia que a usina pode comprometer em contratos de venda.

A determinação do valor da energia assegurada de cada usina hidrelétrica despachada de forma centralizada²² era realizada pelo ONS e pelo Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos (CCPE) a partir de critérios estabelecidos em procedimentos de rede do ONS, com exceção das pequenas centrais hidrelétricas (PCHs), que tinham seu valor de energia assegurada determinado a partir de metodologia fixada na Resolução ANEEL nº 169, de 03 de maio de 2001.

O Decreto nº 5163, de 30 de julho de 2004, estabeleceu que a forma de cálculo da garantia física (energia assegurada para as centrais hidrelétricas despachadas pelo ONS) dos empreendimentos de geração é de responsabilidade do MME, sendo a execução do cálculo é realizada pela EPE. Assim, a Portaria nº 303 do MME, de 18 de março de 2004, estabeleceu a nova metodologia e as diretrizes para se determinar a energia assegurada das usinas do SIN.

A modulação de energia assegurada é o processo pelo qual a energia assegurada de cada usina é discretizada em valores por períodos de comercialização, atualmente valores semanais patamarizados.

²² **Despacho Centralizado** – conjunto de instruções, de ações e o controle da operação de um sistema eletroenergético integrado. O ONS realiza, por meio do despacho centralizado, a programação de geração de cada usina do sistema e outras fontes de fornecimento efetivo de energia elétrica de forma confiável e econômica, atendendo a requisitos de carga do sistema. Faz a operação de controle de linhas de transmissão de alta tensão, subestações e equipamentos, operação dos sistemas interligados e programação das transações de energia elétrica com outros sistemas de interconexão.

O processo de modulação é necessário, pois os valores de energia assegurada das usinas são valores anuais médios (MWh/h). Estes montantes anuais são sazonalizados em valores mensais pelos agentes e convertidos em valores por período de apuração, através da metodologia específica definida nas regras de comercialização da CCEE.

3.2. Etapa 2 – Processamento Intermediário

A Etapa 2 caracteriza-se pela realização de processamentos intermediários, definidos nas regras de comercialização, realizados sobre os dados resultantes da primeira etapa.

3.2.1. Mecanismo de Realocação de Energia (MRE)

O MRE é um mecanismo financeiro que visa o compartilhamento dos riscos hidrológicos que afetam os agentes de geração, buscando garantir a otimização dos recursos hidrelétricos do SIN. Este mecanismo realoca a energia das usinas que geraram acima de sua energia assegurada para as usinas que geraram abaixo, visando compartilhar entre os geradores existentes o risco hidrológico.

Seu objetivo é assegurar que todos os agentes participantes do MRE comercializem a energia assegurada que lhes foi atribuída, independente de ter gerado sua energia assegurada, desde que todas as usinas participantes do MRE tenham gerado energia suficiente para tal realocação. O MRE abrange as usinas hidrelétricas sujeitas a despacho centralizado. Opcionalmente, podem participar do MRE as pequenas centrais hidrelétricas.

A necessidade de instituição do MRE se verifica principalmente pelas grandes dimensões territoriais do Brasil, em que existem diferenças hidrológicas significativas entre as regiões, gerando períodos secos e úmidos não coincidentes. Uma região em período de seca armazena água e, por consequência, gera abaixo da média, enquanto que uma região em período de chuva produz acima da média, resultando na transferência de energia entre

regiões.

Outro fator que levou à concepção do MRE é a existência de várias usinas em cascata, em que o ótimo individual não necessariamente corresponde ao ótimo global do sistema. De forma a otimizar o uso da água realiza-se o despacho centralizado, e não a decisão dos proprietários de usinas.

De uma maneira geral, o MRE é executado em duas situações distintas:

- Geração total do MRE maior ou igual ao total da energia assegurada modulada no sistema;

Exemplo da primeira situação, onde a geração total do MRE é maior ou igual ao total da energia assegurada modulada no sistema:

Verifica-se na figura 17 que existem quatro usinas, duas no submercado 1 e duas no submercado 2, com uma energia assegurada de 100MWh cada.

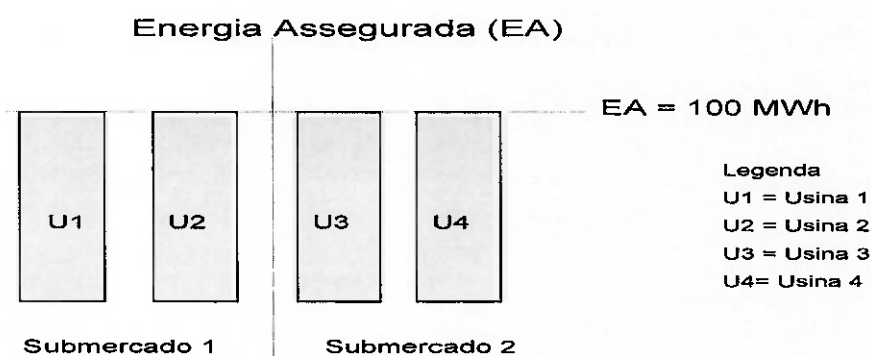


Figura 17 – Energia assegurada

Conforme Figura 18, as usinas 1 e 3 geram abaixo da sua energia assegurada e as usinas 2 e 4 acima da sua energia assegurada.

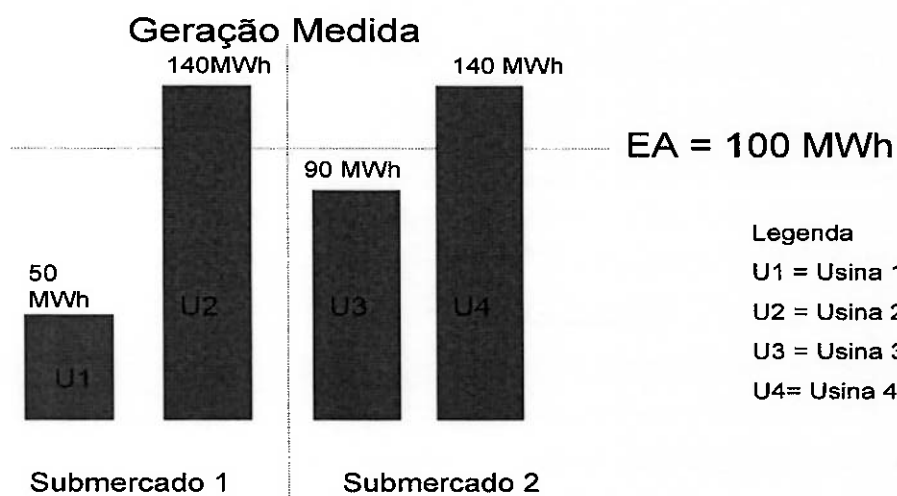


Figura 18 – Geração Medida

Como a energia total gerada é maior do que a energia assegurada total, ocorre alocação de energia assegurada, conforme Figura 19. As alocações de energia assegurada são feitas primeiro no mesmo submercado.

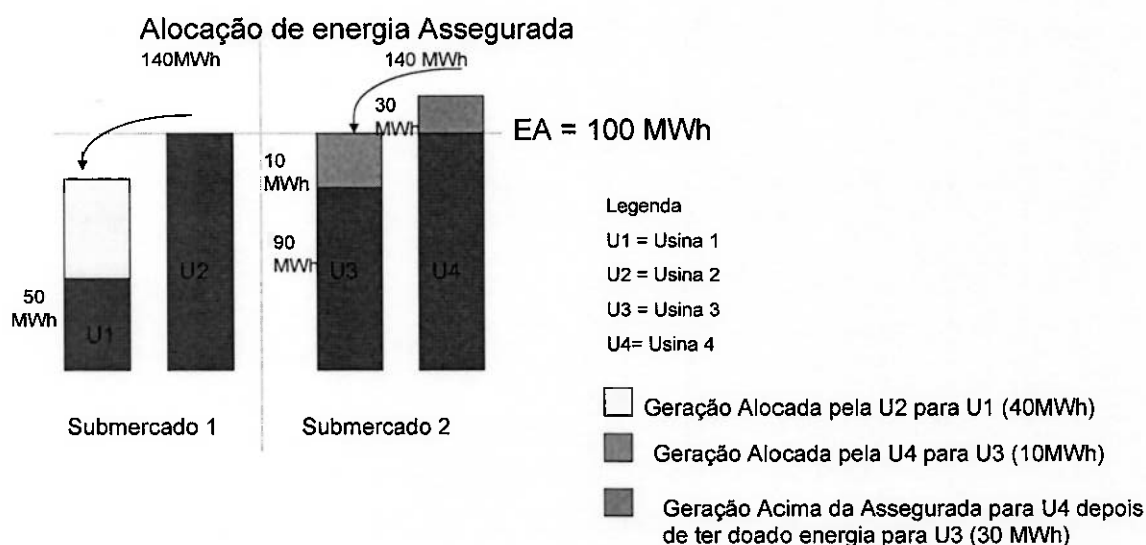


Figura 19 – Alocação de energia Assegurada no mesmo submercado

Assim, a Usina 2 que gerou 40 MWh acima da sua assegurada, alocou energia (40MWh) para a Usina 1 atingir a sua assegurada, mas ainda ficou faltando 10MWh para Usina 1. A Usina 4, que gerou 40 MWh a mais que sua assegurada, alocou energia (10MWh) para a Usina 3 atingir a sua assegurada e ainda ficou sobrando 30 MWh para a Usina 4.

Quando dentro do submercado todas as usinas atingirem sua assegurada, haverá alocação para outras usinas que não conseguiram atingir sua assegurada em outros submercados, conforme Figura 20.

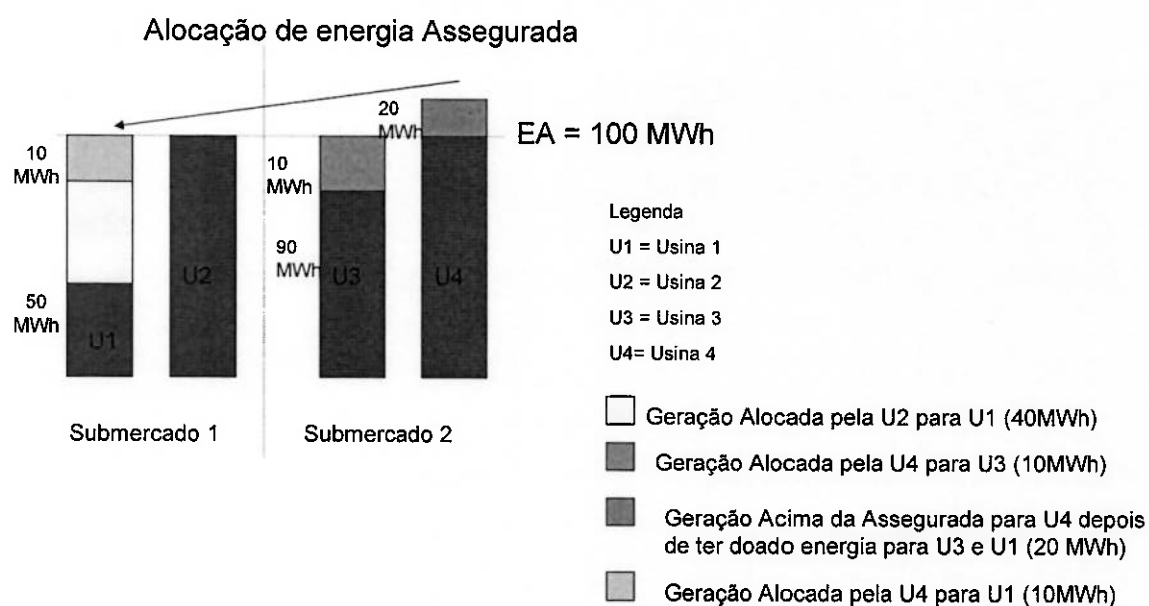


Figura 20 – Alocação de energia Assegurada em outro submercado

Assim, a Usina 4 que tem ainda 30 MWh a mais que sua assegurada vai alocar 10 MWh para a Usina 1, de outro submercado, atingir a sua assegurada. Para a Usina 4 ainda vão sobrar 20 MWh. Como a Usina 4 ainda tem energia acima da sua assegurada e todas as outras usinas já atingiram a sua assegurada, o sistema vai distribuir estes 20 MWh para todas as usinas participantes do MRE, proporcional a assegurada de cada uma, conforme Figura 21.

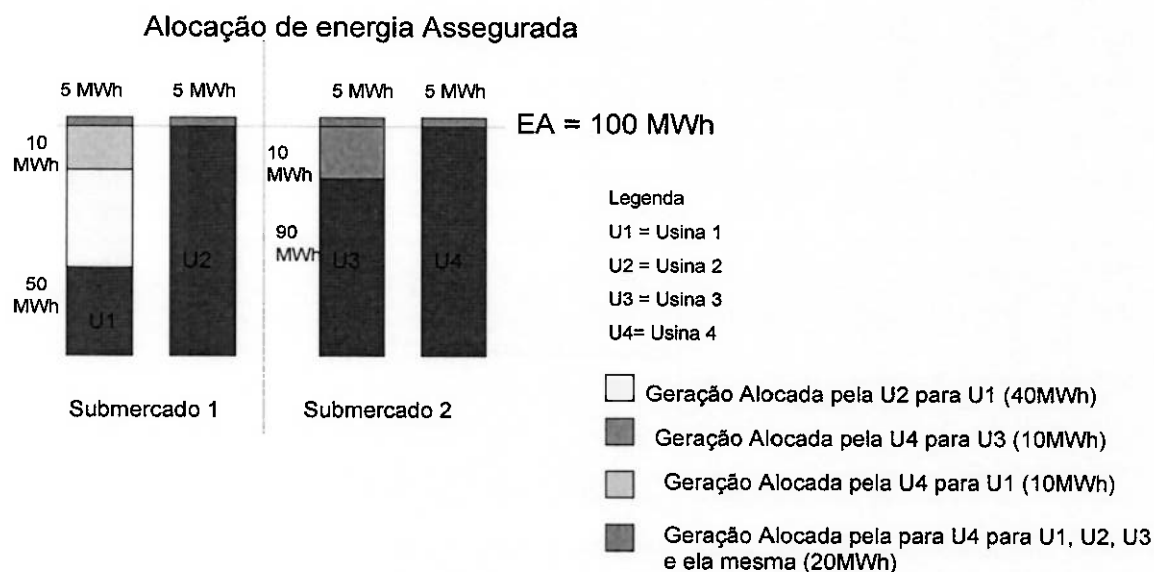


Figura 21 – Alocação de energia Assegurada

Estes exemplos compreendidos entre as figuras 17 a 21 ilustram o processo de alocação de energia assegurada quando a geração total é superior à energia assegurada total do MRE.

- Geração total do MRE menor que o total da energia assegurada modulada no sistema;

Exemplo da segunda situação, onde a geração total do MRE é menor ao total da energia assegurada modulada no sistema:

Verifica-se na Figura 22 que existem quatro usinas, duas no submercado 1 e duas no submercado 2, com uma energia assegurada de 100 MWh cada.

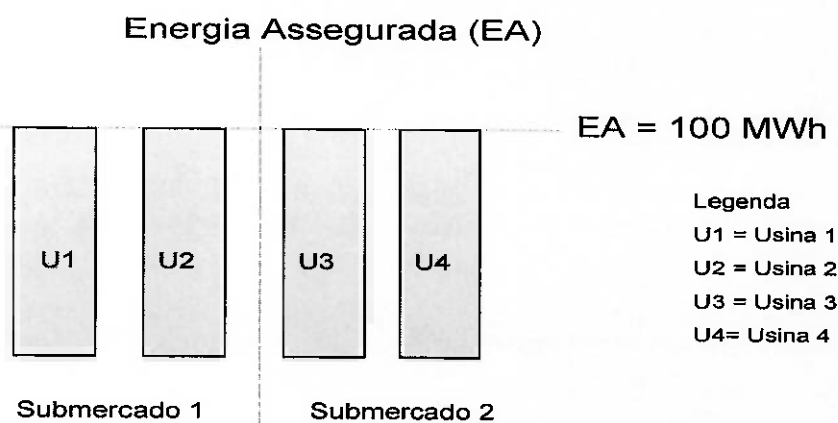


Figura 22 – Energia assegurada

Conforme Figura 23, as usinas 1 e 3 geram abaixo da sua energia assegurada, a usina 2 gera exatamente a sua energia assegurada e a usina 4 gera acima da sua energia assegurada.

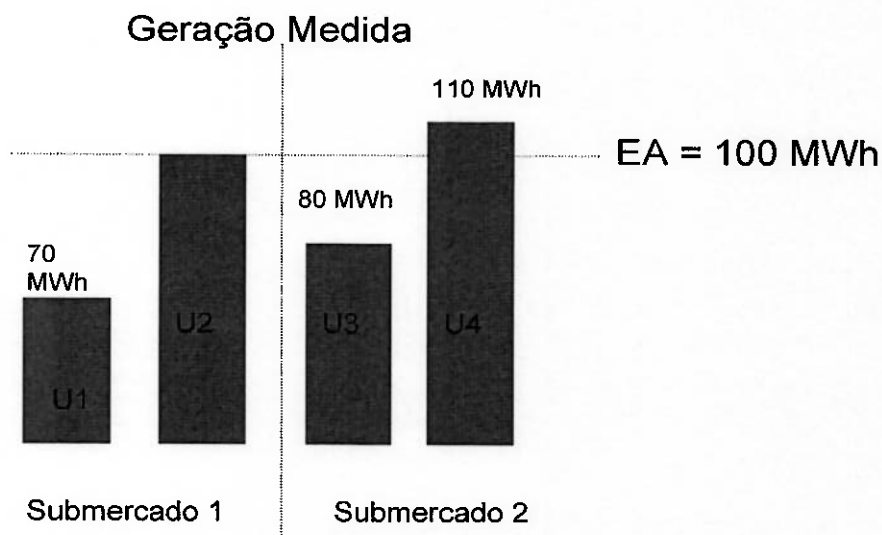


Figura 23 – Geração Medida

Para este caso a energia gerada total no MRE é menor que a energia assegurada total, conforme Tabela 2. Assim aplica-se um fator de ajuste para reduzir a energia assegurada de todos.

Usina	Geração	Energia Assegurada
Usina 1	70 MWh	100 MWh
Usina 2	100 MWh	100 MWh
Usina 3	80 MWh	100 MWh
Usina 4	110 MWh	100 MWh
Total	360 MWh	400 MWh

Tabela 2 - Total Geração MRE x Total Energia Assegurada

Fator de Ajuste = $\text{Geração Total} / \text{Assegurada Total} = 360/400 = 0,9$

Portanto a energia assegurada ajustada das usinas = $100 \times 0,9 = 90 \text{ MWh}$, conforme Figura 24.

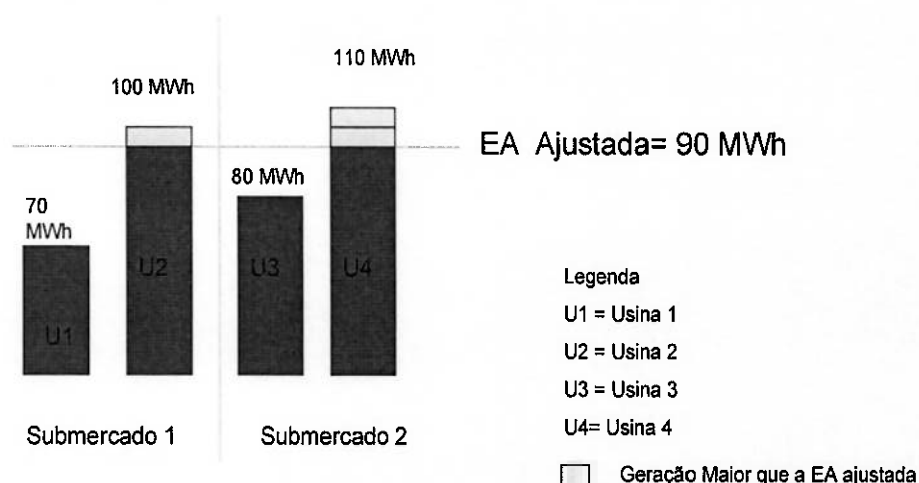


Figura 24 – Geração Medida com Energia Assegurada Ajustada

Neste caso após o ajuste na energia assegurada das usinas, a usina 2 e a usina 4 ficam com geração superior a respectiva energia assegurada, assim pode alocar esta energia.

A Usina 2 aloca 10MWh para a Usina 1 e a Usina 4 aloca 10 MWh para a Usina 3. Assim a Usina 3 também atinge a energia assegurada ajustada, conforme Figura 25.

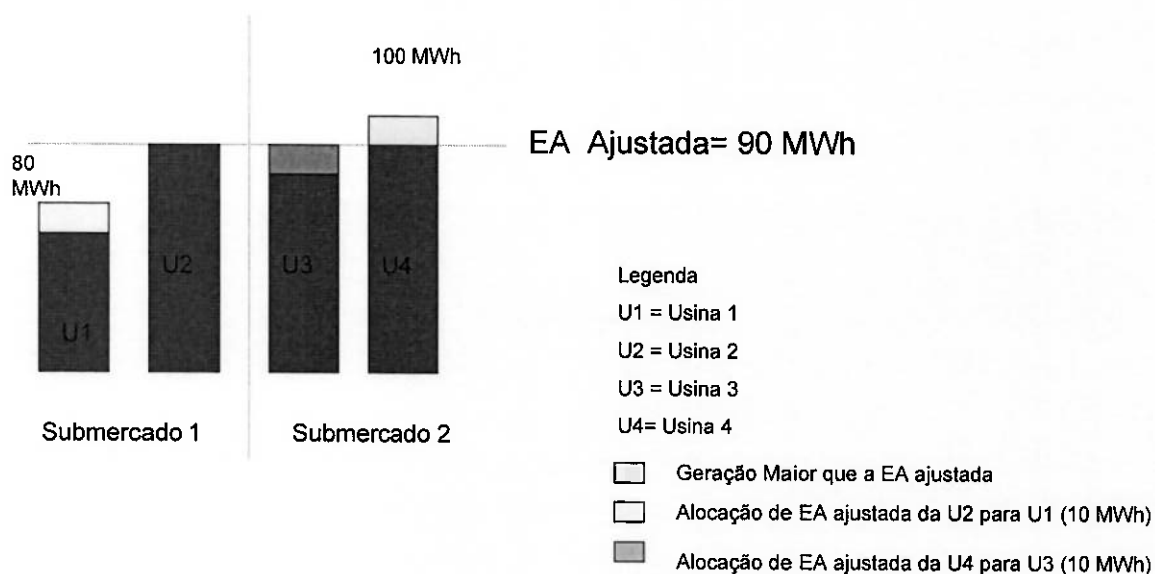


Figura 25– Alocação de Energia Assegurada Ajustada no mesmo Submercado

Como a Usina 4 tem 10 MWh a mais que a energia assegurada ajustada e as usinas do seu submercado já atingiram a energia assegurada ajustada, a Usina 4 vai alocar energia para a Usina 1 (10 MWh), de outro submercado. Desta forma todas as usinas atingem a energia assegurada ajustada, conforme figura 26 .

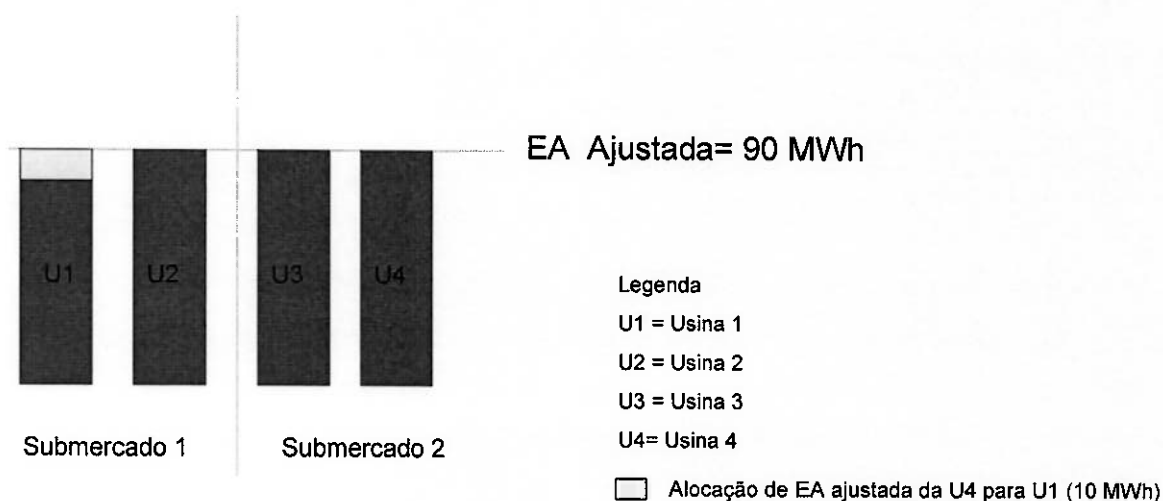


Figura 26– Alocação de Energia Assegurada Ajustada em outro Submercado

3.2.2. Excedente Financeiro

Surge quando ocorre intercâmbio de energia entre submercados com preços diferentes. A cada hora do dia haverá pelo menos um submercado importando energia, por possuir geração menor que o seu consumo, e outro exportando energia, por possuir consumo menor que a sua geração.

O submercado que possui geração maior que o seu consumo exporta para outro submercado que possui consumo maior que a geração e que, portanto, deve importar energia para atender toda a sua carga.

Na CCEE, a energia exportada é vendida ao PLD do submercado onde ela é gerada e comprada ao PLD do submercado no qual é consumida. Se não existe diferença de preços entre submercados, não há sobra financeira. Entretanto se os preços entre submercados são diferentes, há excedente financeiro, que corresponde à quantia equivalente ao intercâmbio de energia realizado valorado pela diferença de preço entre submercados. O Excedente Financeiro não é vinculado a nenhum agente da CCEE porque todos pagaram e receberam aos respectivos preços de seus submercados.

Em um submercado tipicamente importador, caso do Sudeste, é natural a existência de contratos que tenham fontes de geração localizadas em outros submercados. Como os contratos são registrados no submercado escolhido pelo comprador, um contrato onde o comprador está em um submercado importador poderá causar, ao vendedor, exposições à diferenças de preços entre os submercados envolvidos. No submercado fonte, onde o vendedor tem suas usinas, porém não possui contrato, a energia será vendida ao PLD daquele submercado e no submercado destino, no qual o vendedor possui contrato de venda, mas não tendo geração, o mesmo será comprado no mercado de curto prazo, ao PLD desse submercado.

A figura 27 ilustra um caso onde um contrato pode estar sujeito ao risco da diferença do PLD entre submercados. Neste caso o Agente vendedor produz energia em um submercado para atender a um contrato que foi registrado no

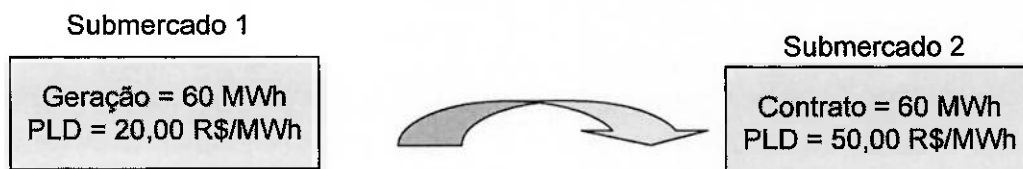
submercado comprador. A exposição do contrato poderá ser positiva ou negativa, dependendo se o PLD do submercado onde a energia foi gerada for maior ou menor do que o PLD calculado no submercado onde a energia for comprada.



Recebimento do Agente Gerador no Submercado 1 = $60\text{MWh} \times 50,00 \text{ R\$/MWh} = \text{R\$ } 3.000,00$

Pagamento do Agente Gerador no Submercado 2 = $60\text{MWh} \times 20,00 \text{ R\$/MWh} = \text{R\$ } 1.200,00$

Exposição Positiva do Agente Gerador = $60 \times (50 - 20) = \text{R\$ } 1.800,00$



Recebimento do Agente Gerador no Submercado 1 = $60\text{MWh} \times 20,00 \text{ R\$/MWh} = \text{R\$ } 1.200,00$

Pagamento do Agente Gerador no Submercado 2 = $60\text{MWh} \times 50,00 \text{ R\$/MWh} = \text{R\$ } 3.000,00$

Exposição Negativa do Agente Gerador = $60 \times (20 - 50) = - \text{R\$ } 1.800,00$

Figura 27– Exemplo de exposição positiva e negativa de um contrato à diferença de preço entre submercados

Na CCEE o excedente financeiro é utilizado para aliviar as exposições negativas dos agentes de geração participantes do MRE que tiveram alocação de energia assegurada em submercados com preços diferentes daqueles onde estão localizadas suas usinas e a exposição dos contratos registrados na CCEE: contratos do Proinfa, contratos de Itaipu de quotistas do submercado Sul, parcela de contrato de importação da Argentina considerada nos contratos iniciais, contratos de autoprodução e contratos de direitos especiais (concedidos à usinas específicas, definidas pela ANEEL através das Resoluções 211, de 13 de junho de 2001, e 431, de 18 de outubro de 200, com tratamento disciplinado pelo Despacho 288, de 16 de maio de 2002).

Ao se estipular quais contratos possuem direito à alocação do excedente financeiro, objetivou-se mitigar os riscos não controláveis dos agentes afetados pela diferença de preços, ou seja, minimizar riscos adicionais aos agentes com contratos pré-existentes devido à criação de submercados. As alocações de energia assegurada também são protegidas para eliminar os riscos que o próprio MRE naturalmente cria. Os montantes resultantes das restrições de transmissão entre submercados (ou seja, os relativos aos agentes que tenham uma exposição positiva relativa à diferença entre PLD's) serão somados ao excedente financeiro total disponível para alívio de exposições, o qual será utilizado para alívio das exposições negativas das transações acima citadas, na proporção das exposições negativas de cada agente.

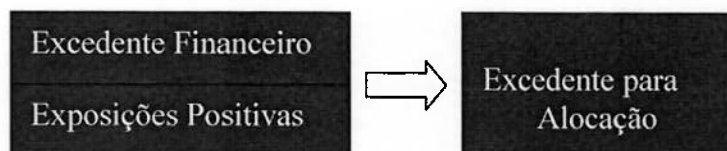


Figura 28 – Formação do Excedente Financeiro Total disponível para Alívio das Exposições.

Se o excedente financeiro total disponível para alívio de exposições for insuficiente para cobrir as exposições negativas, o alívio será efetuado proporcionalmente às exposições negativas de cada agente, ocasionando exposições residuais, que serão rateadas entre todos os agentes de geração que participam do MRE, na proporção de suas energias asseguradas mensais. Através deste rateio busca-se assegurar que nenhum agente fique com uma exposição residual incompatível com o seu porte.

Se o excedente financeiro total disponível para alívio de exposições for igual ou superior ao total de exposições negativas, as mesmas serão eliminadas.

A eventual sobra de excedente financeiro após o alívio das exposições negativas será então utilizada para aliviar as exposições negativas residuais do

mês imediatamente anterior. Se ainda houver sobra após este passo, esta será então utilizada para aliviar Encargos de Serviços do Sistema (ESS) – citado no item seguinte, para o mês de apuração, de todos os agentes proprietários de pontos de consumo. E, finalmente, se ainda sobrar excedente após o alívio dos ESS referentes ao mês de apuração, a sobra será depositada num fundo destinado a aliviar os pagamentos de ESS do mês seguinte.

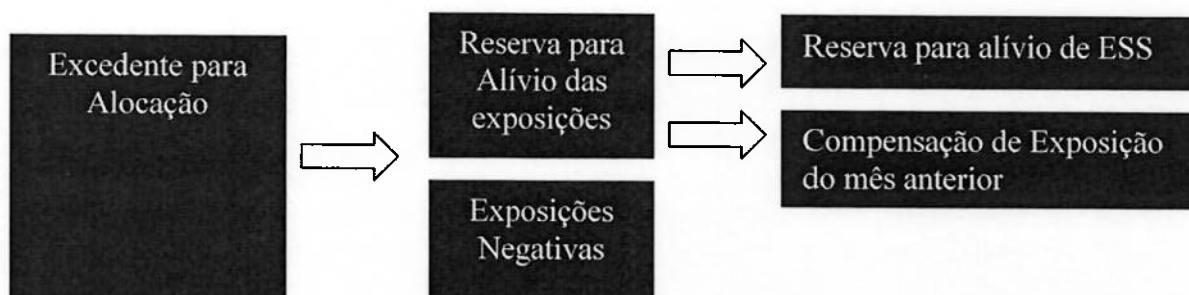


Figura 29 – Alocação do Excedente Financeiro

3.2.3. Encargos de Serviços do Sistema (ESS)

Este encargo pago pelos distribuidores-comercializadores é destinado à recuperação dos custos dos agentes geradores por restrições de operação.

Os ESS, expressos em R\$/MWh, correspondem aos custos incorridos na manutenção da confiabilidade e da estabilidade do sistema para o atendimento do consumo em cada submercado, e que não estão incluídos no cálculo do PLD. Este valor é pago por todos os agentes com medição de consumo da CCEE, na proporção de seu consumo. A forma atual do ESS contempla apenas a cobrança dos pagamentos por restrições de operação e da prestação de serviços ancilares.

➤ Restrições de Operações

No Brasil, devido à grande predominância hidráulica do parque gerador, decidiu-se adotar o modelo de despacho centralizado, em que o ONS decide o montante a ser despachado pelas usinas integrantes do sistema interligado,

com base em uma cadeia de modelos de otimização do uso da água estocada nos reservatórios.

O ONS considera as restrições de transmissão internas a cada submercado para que o despacho atenda a demanda do mercado e assegure a estabilidade do sistema. Como a CCEE calcula um PLD para todo o submercado, suas restrições internas não são consideradas. Há, portanto, uma diferença entre o despacho econômico calculado pela CCEE e o despacho elétrico operacionalizado pelo ONS. Dessa forma, é possível que as usinas venham a ser despachadas pelo ONS a níveis diferentes dos previstos na CCEE. Essas diferenças, por não estarem contempladas no PLD calculado pela CCEE, são pagas a estas usinas através de ESS.

Os custos de restrição de operação correspondem ao ressarcimento para as unidades geradoras cuja produção tenha sido afetada por restrições de operação dentro de um submercado. Têm direito ao recebimento de encargos por restrição de operação apenas as usinas térmicas.

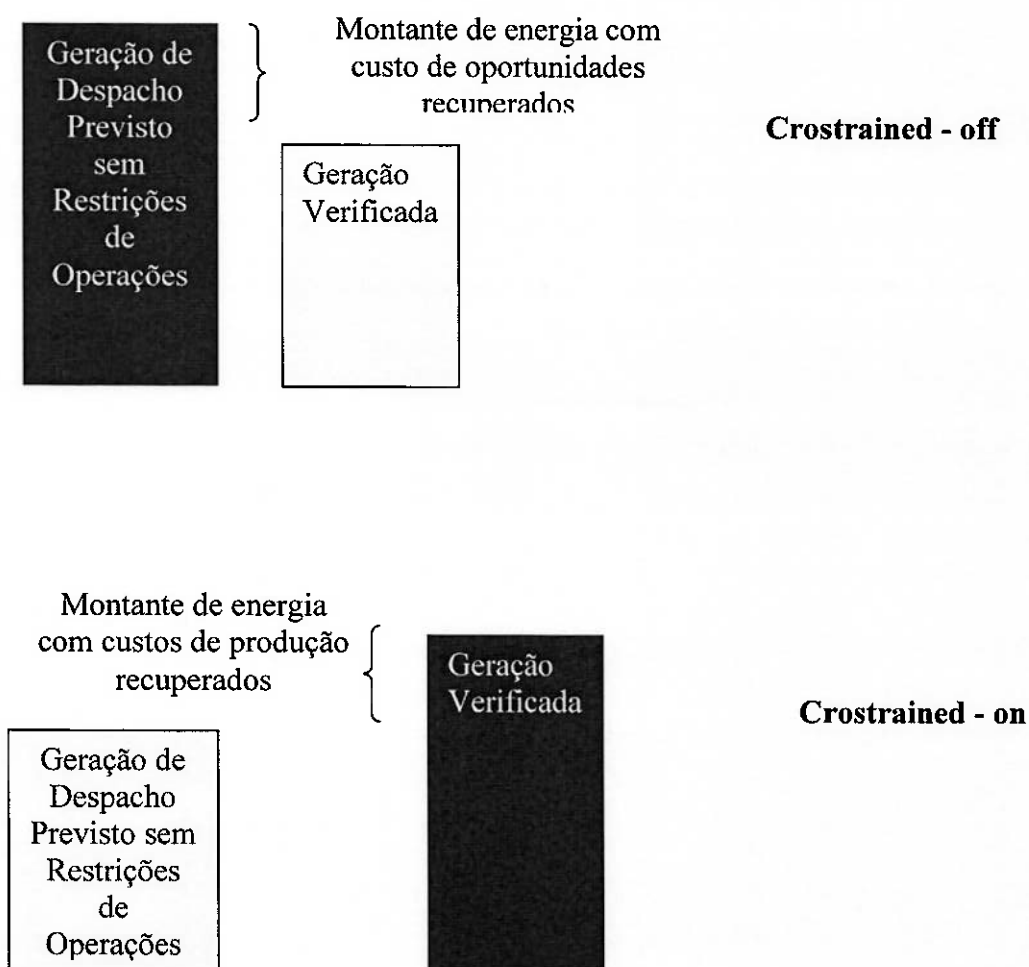


Figura 30 – Cenários de Restrições de Operação.

O cálculo dos ESS relativo ao custo de restrição da operação incorpora também diferenças não previstas pelo despacho sem restrição “ex-ante” da CCEE e captadas pelo despacho real verificado, realizado pelo ONS, como exemplo: alterações na configuração do sistema decorrentes da queda de uma linha de transmissão ou uma grande chuva que vier a ocorrer após o cálculo do modelo de otimização e que pode alterar substancialmente o planejamento de operação de curto prazo do ONS.

➤ Serviços ancilares

São destinados a garantir a qualidade e a segurança da energia gerada,

contribuindo para a confiabilidade do SIN. São definidos pela ANEEL e remunerados através dos ESS.

- reserva de prontidão: o custo de combustível consumido durante o período em que a usina térmica estiver em reserva de prontidão, será ressarcido via ESS, após confirmação da ANEEL;

- compensação síncrona: a parcela deste serviço de suporte de reativos não coberta pelos contratos Iniciais, provida por unidade geradora operando na modalidade de compensador síncrono, será remunerado via ESS. O agente receberá o equivalente à energia reativa gerada ou consumida valorada à tarifa de serviços ancilares (TSA);

- Ressarcimento por prestação de serviços ancilares: as usinas atualmente em operação e que venham a ter o provimento de serviços ancilares determinado pela ANEEL, ou que tiverem autorização para reposição dos equipamentos e peças destinados na prestação de serviços ancilares, terão o custo de implantação ou reposição auditado e aprovado por tal agência e ressarcido através do ESS.

3.2.4. Penalidades

A aplicação de penalidades técnicas, instituídas no âmbito da CCEE e aprovadas pela ANEEL, têm o objetivo de garantir o cumprimento dos limites de contratação e do lastro de venda de potência e energia elétrica, definidos nas Regras de Comercialização.

A verificação dos limites de contratação e de lastro de venda de energia já estava prevista na Resolução ANEEL nº. 249, de 12 de agosto de 1998, mas somente após a publicação das resoluções ANEEL nº. 91, de 28 de fevereiro 2003 e nº 352, de 23 de julho de 2003, a sistemática de apuração e aplicação de penalidades foi estabelecida.

A Resolução ANEEL nº. 91, de 28 de fevereiro de 2003, estabeleceu as condições para implementação do limite de contratação de energia elétrica para os agentes, determinando que pelo menos 95% do montante de energia comercializado com a finalidade de atender a consumidores finais deveria ter garantia física de energia produzida por usina próprias ou garantia por contratos de compra de energia com prazo de duração igual ou superior a 6 meses. Caso o agente representasse Consumidores Livres na CCEE, a cobertura de 95% previa a compra de contratos de energia de qualquer duração.

A Resolução ANEEL nº 352, de 23 de julho de 2003, estabeleceu as condições para implementação da sistemática de verificação do lastro de contratos de venda de energia elétrica. Segundo esta Resolução, os contratos de venda deveriam ser lastreados 100% por garantia física de usinas próprias e/ou por contratos de compra de energia, descontada a respectiva carga verificada em todos os submercados.

A sistemática de apuração e aplicação de penalidades determinadas pelas Resoluções ANEEL nº 91, de 28 de fevereiro de 2003, e nº 352, de 23 de julho de 2003, esteve vigente durante o período de setembro de 2003 a dezembro de 2004. Neste período, o montante total de penalidades aplicadas foi deduzido dos ESS pagos pelos agentes proprietários de pontos de consumo na CCEE.

A partir de janeiro de 2005, o decreto nº 5163, de 30 de julho de 2004, alterou a metodologia de apuração dos limites de contratação, determinando que 100% do consumo dos agentes de distribuição e de consumidores livres esteja coberto em termos de energia e potência por intermédio de geração própria e contratos de compra de energia. A cobertura dos limites de contratação de potência, entretanto, deverá ser realizada a partir de 2009.

O decreto nº 5163, de 30 de julho de 2004, estabelece que os agentes vendedores devem garantir lastro para a venda de energia e de potência de 100% de seus contratos, sendo tal lastro constituído por garantia física proporcionado por empreendimentos de geração própria ou de terceiros, nesse

caso, mediante a compra de contratos de energia ou potência.

Além disso, o decreto nº 5163, de 30 de julho de 2004, também determina que os agentes vendedores deverão apresentar lastro de potência para seus contratos de venda de energia.

A Resolução Normativa ANEEL nº 109, de 26 de outubro de 2004, define, entre outros aspectos, que a apuração das penalidades é realizada com base em 12 meses e que as receitas resultantes da aplicação de penalidades são revertidas à modicidade tarifária no ambiente de contratação regulada (ACR), por meio das regras estabelecidas no módulo de excedente financeiro.

Quando os limites de contratação e lastro definidos nas regras de Comercialização não são cumpridos, os agentes são notificados pela Superintendência da CCEE e estão sujeitos à aplicação de penalidade técnica. Os agentes podem, conforme procedimento de comercialização específico, apresentar contestação, a qual será objeto de análise pelo Conselho de Administração da CCEE (CAAd), que deliberará pela aplicação ou cancelamento da penalidade.

3.3. Etapa 3 – Processamento Final da Contabilização

Na terceira etapa do processo de contabilização são efetuados os cálculos finais de receitas e despesas de todos os agentes na CCEE. O resultado deste processo define a situação de cada agente, como credor ou devedor no referido mercado.

Os componentes principais das receitas ou despesas nesta fase de implementação são: exposição ao PLD, ESS, alocação de energia no MRE, alocação de excedente financeiro e aplicação de penalidades.

Os contratos são contabilizados no submercado em que o comprador estiver localizado. Conseqüentemente, se o vendedor estiver localizado em outro submercado, ele se torna vendedor líquido neste submercado, e um comprador

líquido no submercado em que o comprador está localizado.

A contabilização de energia de cada agente é calculada por períodos de comercialização. Ao final de cada mês, os cálculos de todos os períodos são agregados, resultando em um valor total para cada agente na pré-fatura, que será posteriormente liquidado.

A figura 31 apresenta os recebimentos ou pagamentos considerados na apuração dos resultados para o perfil de geração do agente.

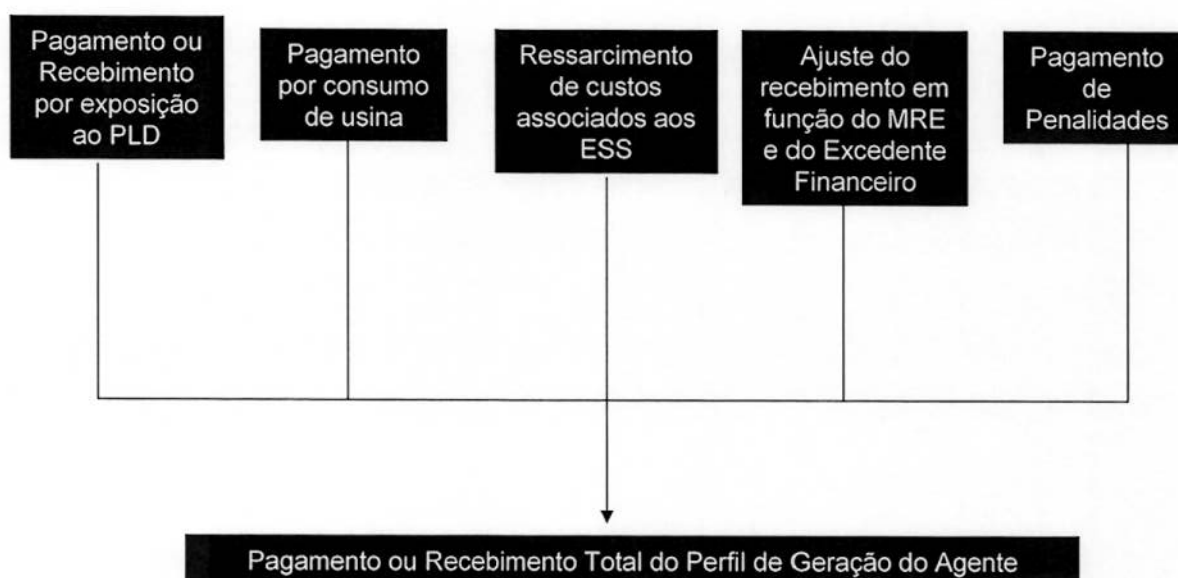


Figura 31 – Consolidação dos Resultados para o perfil de Geração do agente

- **Recebimento ou pagamento do perfil de geração por exposição ao PLD:** refere-se ao recebimento (ou pagamento) do perfil de geração na CCEE pela energia comercializada no mercado de curto prazo, com relação à diferença positiva (ou negativa) entre o total de energia alocada ao perfil geração (energia produzida descontadas as perdas e os resultados dos ajustes do MRE) e sua posição contratual líquida, em cada período de apuração, em cada submercado, valorizada ao respectivo PLD. Se a diferença entre o volume de geração alocada e o volume de energia contratada for positiva, o agente é vendedor líquido na CCEE naquele

submercado. Caso contrário ele é comprador líquido.

- Pagamento do perfil de geração do agente por consumo de usina: os pagamentos por consumo de usinas do agente à CCEE correspondem ao consumo líquido total de todas as usinas do perfil de geração do agente, em cada submercado e em cada patamar, valorizado ao respectivo PLD.
- Ressarcimento do perfil de geração por custos associados aos ESS: os ressarcimentos do perfil de geração por ESS correspondem à prestação de serviços ancilares ou por restrição de operação (referente às usinas que estiveram em condições de “constrained-on” e “constrained-off”).
- Ajustes de recebimento do perfil de geração do agente, em função do MRE e do excedente financeiro: contempla os pagamentos e recebimentos do perfil de geração do agente devido aos ajustes de excedente financeiro referentes, respectivamente, às totalizações dos montantes de exposições positivas (doados) e exposições negativas (recebidos). Os pagamentos e recebimentos devido aos ajustes do MRE são calculados considerando as alocações de energia assegurada e energia secundária recebida ou doada no MRE, valoradas pela taxa de recuperação de custo de geração.
- Pagamento por aplicação de penalidades: Os pagamentos pela aplicação de penalidades por insuficiência de lastro de energia e de potência são, também, considerados na apuração do valor final a pagar ou a receber.
- Recebimento total do perfil de geração do agente: as parcelas calculadas para o perfil de geração do agente são somadas para o mês de apuração, considerando todos os submercados, totalizando um valor mensal a receber ou a pagar para o respectivo perfil.

A figura 32 apresenta os recebimentos ou pagamentos considerados na apuração dos resultados para o perfil de consumo do agente.



Figura 32 – Consolidação dos Resultados para o perfil de Consumo do agente

- Recebimento ou pagamento do perfil de consumo por exposição ao PLD: refere-se ao pagamento (ou recebimento) do perfil de consumo da CCEE pela energia comercializada no mercado de curto prazo; refere-se à diferença positiva (ou negativa) entre o total de energia consumida, considerando as perdas, e sua posição contratual líquida, em cada período de apuração, em cada submercado, valorizada ao respectivo PLD. Se a diferença entre a carga verificada e o volume de energia contratada (carga contratada) for positiva, o agente é comprador líquido na CCEE naquele submercado; caso contrário, ele é vendedor líquido.
- Pagamento do perfil de consumo por ESS: o pagamento dos ESS a ser feito pelo perfil de consumo do agente é equivalente à taxa do ESS em R\$/MWh, no submercado e período de apuração em que o consumo se realizou, multiplicado pelo respectivo consumo do agente.
- Pagamento ou recebimento por ajustes para alívio de exposições de CCEARs: refere-se ao pagamento/ recebimento devido aos ajustes

relativos, respectivamente, às totalizações dos montantes de exposições positivas (doados) e negativas (recebidos) de CCEARs do referido perfil, além dos ajustes decorrentes do rateio das exposições negativas remanescentes de CCEARs entre os agentes de distribuição.

- Pagamento por aplicação de penalidades: os pagamentos pela aplicação de penalidades por insuficiência de contratação de energia são, também, considerados na apuração do valor final a pagar ou a receber.
- Pagamento total do perfil de consumo do agente: as parcelas calculadas para o perfil de consumo do agente são somadas para o mês de apuração, considerando todos os submercados, totalizando um valor mensal a receber ou a pagar para o respectivo perfil.

Os montantes totais a pagar ou a receber para os perfis de geração e de consumo são consolidados para cada agente, resultando em um valor final de débito ou crédito, o qual será posteriormente liquidado.

O processo da contabilização é então finalizado e os relatórios são divulgados aos agentes, conforme resumo apresentado na figura 33.



Figura 33 – Resumo do Processo da Contabilização até a obtenção dos Relatórios

4. Impactos da Adequação do Sistema de Medição para Faturamento na Contabilização do Mercado de Energia

Este capítulo visa apresentar os aspectos regulatórios e as dificuldades encontradas tanto pelos Agentes como pela CCEE na adequação dos Sistemas de Medição para Faturamento. Todo o material deste capítulo foi extraído do site da ANEEL e de relatórios elaborados por técnicos da CCEE, além de entrevistas com especialistas do setor que conviveram com as constantes mudanças e indefinições nas regulamentações que tratam do tema "Medição"²³.

4.1. Aspectos Regulatórios – Documentos de Referência ao Projeto de Medição da CCEE

Os principais documentos, que serviram de referência ao Projeto de Medição, são a seguir relacionados:

4.1.1. Especificação Técnica – Projeto RE-SEB.

O título VIII deste documento produzido dentro do projeto RE-SEB / GRUPO DE MERCADO, estabelece os seguintes aspectos gerais do sistema de medição nas diversas fronteiras G-T, T-D e D-D à luz das definições posteriores [14]:

- a) O ONS proporá e o MAE (atual CCEE) aprovará padrões de especificação técnica e de critérios de projeto para os sistemas de medição, assim como procedimentos para leitura e armazenamento de dados de medição nas fronteiras da geração e distribuição com a transmissão, nas fronteiras entre submercados, nas fronteiras internacionais e em pontos específicos

²³ As maiores dificuldades encontradas na elaboração deste capítulo ocorreram na análise de cada um destes documentos regulatórios, considerando que a quantidade de documentos é grande. Outro aspecto é que há diferentes interpretações sobre um mesmo tema em mais de um documento regulatório, gerando dúvidas nas interpretações e ocasionando a necessidade de uma leitura minuciosa nos principais documentos.

do sistema onde sejam promovidos serviços ancilares. Na realidade aconteceu um trabalho conjunto a partir da Comissão Mista MAE-ONS, implantada em 2001, quando então teve início a elaboração da especificação técnica do SMF.

- b) A propriedade e a responsabilidade pela adequação dos sistemas de medição terão o seguinte tratamento, exceto em caso de acordo entre as partes envolvidas homologado pela ANEEL:

➤ **Demais Instalações de Transmissão (DIT)**

São instalações de transmissão que não integram a rede básica. As instalações que não integram a Rede Básica e são classificadas como Demais Instalações de Transmissão, conforme artigo. 4º de Resolução Normativa nº 67, de 08 de junho de 2004, devem atender aos seguintes critérios:

- linhas de transmissão, barramentos, transformadores de potência e equipamentos de subestação, em qualquer tensão, quando de uso de centrais geradoras, em caráter exclusivo ou compartilhado, ou de consumidores livres, em caráter exclusivo;
- interligações internacionais e equipamentos associados, em qualquer tensão, quando de uso exclusivo para importação e/ou exportação de energia elétrica; e
- linhas de transmissão, barramentos, transformadores de potência e equipamentos de subestação, em tensão inferior a 230 kV, localizados ou não em subestações integrantes da Rede Básica.

➤ **Comissão Mista MAE – ONS**

Foi formada em função da publicação da Resolução ANEEL 290 de 03 de agosto de 2000, que determinava que o ONS e o MAE deveriam firmar Acordo Operacional visando a garantir o fluxo adequado de informações entre ambos e a harmonização de procedimentos e modelos. Até março de 2001 o processo de implementação do SMF foi conduzido pela ASMAE. Em abril de 2001, no âmbito desta comissão

mista de gerenciamento do acordo operacional MAE-ONS, foi decidido pela divisão das responsabilidades entre as duas entidades. Ao ONS foi atribuída a responsabilidade de coordenar a implantação do sistema físico de medição para faturamento e ao então MAE a responsabilidade pela operacionalidade das diversas funções do SMF, como definição de localização do ponto de medição, coleta de dados, cadastramento de conexões, etc.

➤ **Fronteiras entre geração e transmissão**

As responsabilidades pela instalação, a propriedade e os custos de instalação serão dos agentes de geração. Critério adotado pela comissão mista MAE-ONS e com validação no módulo 12 dos Procedimentos de Rede do ONS.

➤ **Fronteiras entre transmissão e distribuição**

A responsabilidade pela instalação e a propriedade seriam da empresa onde estiverem instalados os sistemas de medição, cabendo os custos da instalação à distribuidora suprida. Critério modificado pela comissão mista MAE-ONS e validado nos Procedimentos de Rede do ONS, pois tanto a responsabilidade quanto a propriedade foram transferidas para o acessante do sistema de transmissão, permanecendo os custos da instalação com a distribuidora suprida.

➤ **Fronteiras entre concessionárias de distribuição.**

A responsabilidade pela instalação e a propriedade seriam da empresa onde estiverem instalados os sistemas de medição, cabendo os custos de instalação à distribuidora suprida. Critério modificado pela comissão mista MAE-ONS e validado nos Procedimentos de Rede do ONS, pois tanto a responsabilidade quanto a propriedade foram transferidas para o acessante do sistema de distribuição, permanecendo os custos da instalação com a distribuidora suprida.

➤ **Fronteiras entre concessionárias de transmissão**

A responsabilidade pela instalação, a propriedade e os custos de instalação seriam da empresa proprietária da subestação onde estiverem instalados os sistemas de medição. Critério modificado pela comissão mista MAE-ONS, pois tanto a responsabilidade quanto a propriedade e custos foram transferidas para o proprietário da linha de transmissão.

➤ **Fronteiras entre transmissão ou distribuição e consumidores livres**

Conforme Resolução ANEEL nº 281, de 01 de outubro de 1999, a responsabilidade técnica pela instalação e adequação do SMF de consumidores livres será do concessionário ou permissionário proprietário do sistema elétrico ao qual a unidade do consumidor estiver conectada, e a responsabilidade financeira é do próprio consumidor, ou seja, a concessionária executa as atividades de projeto, aquisição, instalação, comissionamento, manutenção e operação, incluindo envio de dados de medição à CCEE, e o consumidor custeia estas atividades. Porém, o consumidor poderá assumir a responsabilidade técnica, desde que previamente acordado com a concessionária de distribuição ou transmissão ao qual se conecta. A critério do consumidor ou do agente comercializador, poderão ser instalados equipamentos adicionais de propriedade dos mesmos, visando garantir a confiabilidade das informações necessárias ao faturamento. Critério mantido pela comissão mista MAE-ONS, com respaldo da Resolução ANEEL nº 208, de 07 de junho de 2001, artigo. 18, parágrafo 3º. Porém, atualmente a CCEE e o ONS não aceitam a instalação de medidores adicionais de propriedade dos consumidores ou comercializadores no mesmo enrolamento dos secundários dos TI já utilizado para medição de faturamento, pois, conforme a especificação técnica do SMF este enrolamento deverá ser utilizado exclusivamente para este tipo de medição, e este terceiro medidor não é considerado como de faturamento.

➤ **Fronteiras entre submercados**

A responsabilidade pela instalação e a propriedade seriam da empresa onde estiverem instalados sistemas de medição, devendo os custos de instalação serem rateados por todos os agentes do mercado. Critério modificado pela comissão mista MAE-ONS, pois tanto a responsabilidade quanto a propriedade e custos foram transferidas para o proprietário da linha de transmissão. Atualmente, como a medição entre submercados seria utilizada para cálculo de perdas locacionais e não há previsão do ONS para desenvolvimento do software que deveria efetuar o rateio para cálculo destas perdas, esta medição não está sendo utilizada na CCEE.

➤ **Fronteiras internacionais**

A responsabilidade pela instalação e a propriedade seriam da empresa onde estiverem instalados os sistemas de medição, devendo os custos de instalação ser negociado entre as partes. Critério modificado pela comissão mista MAE-ONS, pois tanto a responsabilidade quanto a propriedade e custos foram transferidas para o responsável pela conexão internacional.

4.1.2. Especificação Técnica CCEE-ONS

Define todas as características e a arquitetura básica do sistema de medição para faturamento da CCEE. A especificação técnica atualmente é o Anexo I do Sub-Módulo 12.2 – Instalação de Medição de Faturamento, dos Procedimentos de Rede do ONS. Esta especificação está disponível no site do ONS [12].

4.1.3. Procedimentos de Rede – Módulo 12 – “Medição de Faturamento”

Procedimentos que orientam o projeto, a aquisição, a montagem e o comissionamento das medições de faturamento, estabelecendo as

responsabilidades, as etapas e os prazos de cada agente envolvido na instalação da medição do ponto de conexão com a rede básica. O Módulo 12 é dividido nos seguintes submódulos:

- Submódulo 12.1: Visão Geral da Medição para Faturamento;
- Submódulo 12.2: Instalação de Medição para Faturamento;
- Submódulo 12.3: Manutenção de Medição para Faturamento;
- Submódulo 12.4: Leitura de Medição para Faturamento;
- Submódulo 12.5: Certificação de Padrões de Serviços.

O Anexo I do Submódulo 12.2 é a especificação técnica do SMF.

4.1.4. Resolução Normativa ANEEL nº 344, de 25 de junho de 2002.

Fixava o seguinte cronograma de implantação do Sistema de Medição para faturamento

- 31 de julho de 2003 para a operacionalização da primeira etapa da medição;
- 31 de julho de 2003 para a instalação da medição na fronteira entre os submercados; e
- 31 de dezembro de 2004 para a operacionalização da segunda etapa da medição.

A primeira etapa da medição consistia em aceitar provisoriamente, ou seja, até o prazo definido na segunda etapa, a instalação de medição no lado de baixa tensão dos transformadores de fronteira de Rede Básica, conforme Resolução ANEEL 245/1998. Findo o prazo da segunda etapa, todos os Agentes deveriam ter instalados seus Sistemas de Medição de fronteira no lado de alta tensão dos transformadores de Rede Básica, de acordo com a Resolução ANEEL 433/2000.

Este prazo foi alterado com a publicação da Resolução ANEEL 067/2004.

4.1.5. Resolução Normativa ANEEL nº 264 de 13 de agosto de 1998.

Estabelece as condições para contratação de energia elétrica por consumidores livres.

É definido que, a unidade consumidora cuja demanda contratada totalize, em qualquer segmento horosazonal, no mínimo 3 MW, poderiam, a partir de 08 de julho de 2000, optar pela compra junto a qualquer concessionário, permissionário ou autorizado do sistema interligado. Os consumidores com demanda contratada no mínimo de 500 kW, atendidos em qualquer tensão, poderiam optar pela compra de titular de autorização ou concessão de aproveitamento hidráulico destinado à produção independente ou autoprodução de energia elétrica e com características de pequena central hidrelétrica, cuja potência total final esteja compreendida entre 1 e 30 MW. Estes consumidores passariam a ser denominados de "Especiais".

Todos os Consumidores ao se tornarem livres, inclusive os especiais, necessitariam instalar Sistemas de Medição de Faturamento de acordo com a Especificação Técnica do SMF, em seus pontos de conexão com a distribuidora ou transmissora ao qual se conecta.

4.1.6. Resoluções Normativas ANEEL nº 245 (30/07/1998), 066 (16/04/1999), 166 (31/05/2000) e 433 (10/11/2000)

A resolução 245 de 1998 estabelecia os critérios para composição da rede básica dos sistemas elétricos interligados. Definia que a Rede Básica dos sistemas elétricos interligados seria constituída por todas linhas de transmissão em tensões de 230 kV ou superior e subestações que contenham equipamentos em tensão de 230 kV ou superior. Com isso, a medição de fronteira deveria ser instalada no lado de baixa tensão dos transformadores instalados em instalações integrantes da Rede Básica com tensão no lado secundário inferior a 230kV. No ano seguinte, foi publicada a resolução 066 de 1999, que listou todas as instalações e linhas de transmissão integrantes da

Rede Básica. Esta lista de instalações foi atualizada com a publicação da Resolução ANEEL 166 de 2000.

Em novembro de 2000 foi publicada a Resolução ANEEL 433, que revogou a Resolução 245, definindo os novos critérios, onde também integram a Rede Básica as linhas de transmissão, os barramentos, os transformadores de potência e os equipamentos com tensão igual ou superior a 230 kV. Porém os transformadores instalados em instalações integrantes da Rede Básica com tensão inferior a 230kV passariam a não pertencer a esta Rede. Com isso a localização da medição de fronteira passaria a ser instalada no lado AT destes transformadores.

Em junho de 2004, foi publicada a Resolução ANEEL 067, que redefinia os critérios para definição da Rede Básica.

4.1.7. Resolução Normativa ANEEL nº 67, de 08 de junho de 2004.

Define que integram a Rede Básica, as instalações de transmissão que atendam aos seguintes critérios:

- Linhas de transmissão, barramentos, transformadores de potência e equipamentos de subestação em tensão igual ou superior a 230 kV; e
- Transformadores de potência com tensão primária igual ou superior a 230 kV e tensões secundária e terciária inferiores a 230 kV, bem como as respectivas conexões e demais equipamentos ligados ao terciário.

Com isso, as concessionárias ou permissionárias deverão instalar em sua área de concessão sistema de medição nos barramentos com tensão inferior a 230 kV, ligado aos transformadores de potência integrantes da Rede Básica. As concessionárias ou permissionárias de distribuição que compartilhem as DIT's também devem instalar SMF em cada ponto de conexão com as referidas instalações.

Essa Resolução definia também os seguintes prazos para adequação dos Sistemas de Medição:

- Data limite de 31 de dezembro de 2004 para entrada em operação dos medidores;
- Data limite de 30 de junho de 2005 para entrada em operação dos transformadores de instrumentos, com a classe de precisão requerida.

Em seu parágrafo 5º estabelece que o MAE (hoje CCEE), deverá disciplinar, nos PM's (atuais PdCs) as condições para aplicação de penalidades à concessionária ou permissionária de distribuição que não observar as datas limites estabelecidas no parágrafo 4º, independente da ação fiscalizadora da ANEEL.

Em seu parágrafo 6º valida os SMF das concessionárias ou permissionárias de distribuição que tenham sido instalados no lado de alta tensão dos transformadores integrantes da Rede Básica. Ou seja, os Agentes que já tivessem adequados seus Sistemas de Medição, conforme previa a Resolução ANEEL 433/2000, no lado de alta de tensão dos Transformadores anteriormente a publicação desta Resolução, não necessitariam remanejar seus respectivos SMF.

Alterou também a Resolução ANEEL 281/1999, no que tange à responsabilidade técnica e financeira pela adequação de Sistemas de Medição de Consumidores Livres.

4.1.8. Resolução Normativa ANEEL nº 281, de 01 de outubro de 1999.

Estabelece as condições gerais de contratação do acesso, compreendendo o uso e a conexão, ao sistema de transmissão e distribuição de energia elétrica. Em seu artigo 18, parágrafo 3º, define que em se tratando de unidades consumidoras, o SMF deverá ser instalado:

- Pela concessionária de transmissão, para os casos de acesso a instalações integrantes da Rede Básica; ou
- Pela concessionária ou permissionária de distribuição local, nos casos de acesso às demais instalações de transmissão, não integrantes da Rede Básica, ou às instalações de distribuição;

Com isso, caso haja um ponto de fronteira entre a Rede Básica e Demais Instalação de Transmissão em uma instalação de uma determinada transmissora, a responsabilidade pela adequação da medição neste ponto é da concessionária de distribuição local, mesmo que não exista nenhuma carga desta distribuidora conectada a esta DIT.

Como também estabelece em seu parágrafo 4º (alterado pela Resolução ANEEL 067/2004) que o sistema de medição a que se refere o parágrafo 3º será de responsabilidade financeira dos consumidores que exercerem a opção prevista nos artigos. 15 e 16 da Lei 9074, de sete de julho 1995 (Consumidores Livres) e os que se referem ao parágrafo 5º do artigo 26 da Lei nº 9427, de 26 de dezembro de 1996, com redação dada pela Lei nº 10762, de 11 de novembro de 2003, em seu artigo 26 (Consumidores Especiais).

4.1.9. Resolução Normativa ANEEL 456 de 29 de novembro de 2000.

Estabelece em seu artigo 32 a obrigatoriedade de instalação de medição pela concessionária. No artigo 35 define que a concessionária deverá instalar os equipamentos de medição no lado de saída dos transformadores, para fins de faturamento com tarifas do Grupo A. Deverá também colocar equipamentos próprios de medição das perdas de transformação ou fazer os acréscimos de que trata o artigo 58.

No artigo 58, está estabelecido que deverá ser acrescido:

- 1% nos fornecimentos em tensão superior a 44 kV;
- 2,5% nos fornecimentos em tensão igual ou inferior a 44 kV;

Porém, estes acréscimos somente poderão ser considerados para os consumidores cativos das concessionárias de distribuição. Para consumidores livres, a medição deverá sempre ser efetuada no ponto de conexão do consumidor com a distribuidora. No caso de instalações compartilhadas entre dois ou mais consumidoras, a medição deverá ser instalada em todos os consumidores, no lado de alta tensão do transformador e o SCL efetuará o rateio das perdas na transformação proporcionalmente a carga de cada consumidor, conforme figura 34:

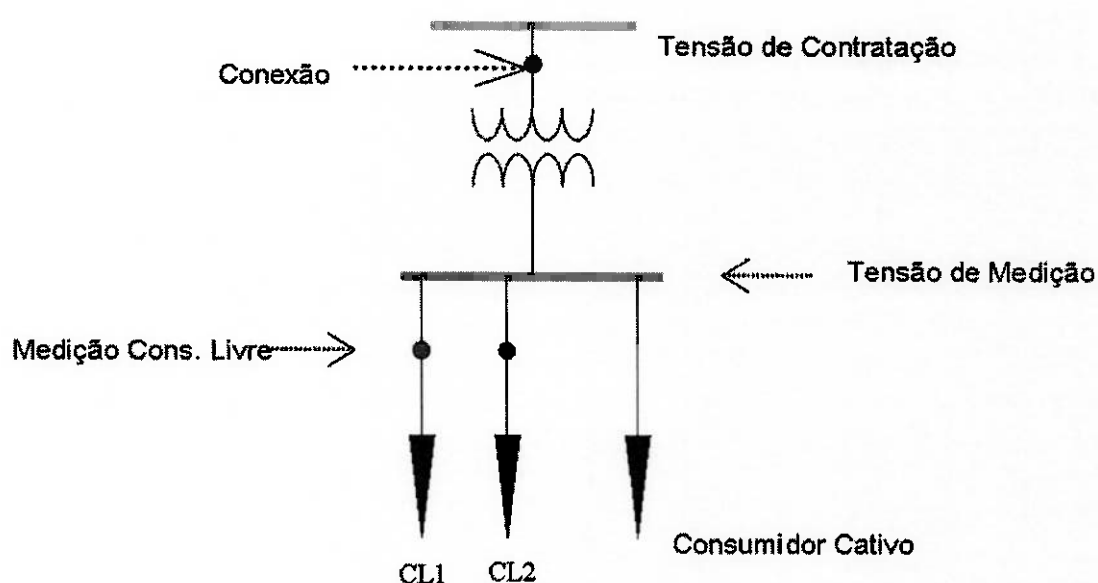


Figura 34 - Instalação compartilhada entre consumidores livres e cativos

4.1.10. Resoluções Normativas ANEEL nº44 e 45, de 01 de fevereiro 2001

Homologa os montantes e as tarifas de energia e demanda de potência para os contratos iniciais de compra e venda de energia elétrica entre os concessionários que especifica. Define a necessidade de implantação do SMF adequado à especificação CCEE/ONS, nos pontos de intercâmbio das empresas que especifica.

4.1.11. Resolução Normativa ANEEL nº 208, de 07 de junho de 2001.

Altera a resolução ANEEL nº 281 de 01 de outubro de 1999. Dentre outras alterações, introduz o parágrafo 3º no artigo 18, que passa a vigorar com a seguinte redação: “para unidade consumidora os equipamentos de medição necessários à conexão, serão de responsabilidade técnica e financeira da concessionária ou permissionária onde a mesma se conecta”. Esta condição foi alterada com a publicação da Resolução ANEEL 067/2004, que atribuiu a responsabilidade financeira pela adequação do SMF de consumidores livres ao próprio consumidor.

4.1.12. Resolução Normativa ANEEL nº 265, de 10 de junho de 2003.

Estabelece os procedimentos para prestação de serviços ancilares de geração e transmissão.

4.1.13. Resolução Normativa ANEEL nº 62, de 05 de maio de 2004.

Na questão relativa aos empreendimentos do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica - PROINFA, a Resolução Normativa ANEEL nº 62/2004, define em seu artigo 6º que, independente da fonte utilizada, mesmo aquela que contratar somente parte de sua produção, deverá possuir SMF equivalente ao exigido das usinas despachadas centralizadamente, inclusive com a medição nas saídas dos geradores atendendo ao Módulo 12 e ao atual anexo I do módulo 12.2 dos Procedimentos de Rede “Sistema de Medição para Faturamento de Energia – Especificação Técnica” elaborado pelo ONS/CCEE.

4.1.14. Resolução Normativa ANEEL nº 247 de 21 de dezembro de 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, no âmbito do SIN.

Tal documento tem impacto significativo na implantação do sistema de medição dos agentes por ela abordados e conseqüentemente reflexos para a CCEE, pois obriga a adesão a CCEE.

4.1.15. Resolução Normativa ANEEL nº 248 de 23 de janeiro de 2007

Estabelece que, para implementação do SMF dos consumidores livres e especiais existentes e com SMF não adequados que assinaram os Contratos de Uso e de Conexão em data anterior à aprovação da Resolução ANEEL nº. 208, de sete de junho de 2001, ou em data posterior à aprovação da Resolução ANEEL nº 67, de 08 de Junho de 2004, deverão observar o prazo de 30 de outubro de 2007 para adequação do SMF conforme requisitos técnicos integrantes da Revisão 1 do Módulo 12 dos Procedimentos de Rede do ONS.

Cabe ressaltar que para os consumidores que assinaram seus Contratos de Uso e de Conexão entre as datas da Resolução nº. 208, de 07 de junho de 2001 e da Resolução nº 67, de 08 de junho de 2004, a adequação deverá ser realizada e custeada pela concessionária ou permissionária a qual se conecta até o prazo de 30 de outubro de 2007. Os novos consumidores que exercerem a opção pelo Ambiente de Contratação Livre após a publicação da Resolução Normativa nº. 248, de 23 de janeiro de 2007 também deverão respeitar o prazo de 30 de outubro de 2007 para adequarem ao seu SMF, e após essa data, a adequação deverá ser prévia a entrada em operação comercial.

A Resolução nº. 248, de 23 de janeiro de 2007, também contempla a forma de ressarcimento das distribuidoras, e dispõe que a concessionária de transmissão acessada poderá efetuar a compra dos equipamentos de medição para faturamento e cobrar o valor da concessionária ou permissionária de distribuição, via encargo de conexão, hipótese em que a propriedade do equipamento será da concessionária que foi acessada.

4.1.16. Resolução Autorizativa ANEEL nº. 787, de 23 /01/2007.

Autoriza a utilização em caráter provisório da Revisão 1 do Módulo 12 dos Procedimentos de Rede do ONS, e determina a inclusão da especificação técnica do SMF no referido Módulo.

4.1.17. Procedimentos de Distribuição (Documento em elaboração pela ANEEL)

Os Procedimentos de Distribuição - PRODIST estabelecem os requisitos técnicos mínimos necessários ao planejamento, acesso, uso e operação dos sistemas de distribuição e as responsabilidades de cada agente.

Os Procedimentos de Distribuição (PD) são documentos regulatórios, normatizações e padronizações que têm como objetivo regular a conexão elétrica aos sistemas de distribuição por usuários, garantindo que os indicadores de desempenho e de qualidade de serviço sejam atingidos de forma clara e transparente, preservando, dentre outros aspectos, a segurança, a eficiência e a confiabilidade dos sistemas elétricos.

Os principais objetivos do PRODIST são:

- Estabelecer, com base legal e contratual, as responsabilidades de cada agente no que se refere às atividades, insumos, produtos e prazos dos processos de operação, planejamento, uso, medição e qualidade da energia nos sistemas elétricos das concessionárias de serviço público de distribuição;
- Especificar os requisitos técnicos exigidos para o acesso aos sistemas elétricos de distribuição, Contratos de Conexão - CCD e Contratos de Uso – CUSD.

Considerando que a documentação originalmente elaborada pelo RE–SEB para a regulamentação das distribuidoras é bastante simplificada e que não

existem documentos consolidados para procedimentos relativos a planejamento e operação das distribuidoras, a exemplo dos documentos existentes no âmbito do GCPS e GCOI, foi necessário elaborar os Procedimentos de Distribuição em duas etapas:

- a) Na primeira etapa foi elaborada uma versão preliminar partindo-se do anexo H do documento final elaborado pela Coopers&Lybrand, da documentação existente na ABRADDE e de outros documentos pertinentes. Os documentos desta etapa foram elaborados pelo CEPEL sob supervisão da ANEEL;
- b) Na segunda etapa, o documento produzido deverá ser amplamente debatido com agentes envolvidos do setor elétrico brasileiro e posteriormente submetido à consulta ou a audiência pública para sua consolidação.

Os documentos disponibilizados no site da ANEEL [88], referem-se à primeira etapa (Versão Preliminar) dos Procedimentos de Distribuição.

Dentre os 8 módulos previstos como Procedimentos de Distribuição, indicamos aqueles vinculados à medição de energia nas conexões aos sistemas de distribuição:

- Módulo 3a/3b – Condições para Acesso
- Módulo 5 – Medição
- Módulo 8 – Qualidade de energia

No ano de 2004 foi realizada a licitação para elaboração das versões definitivas dos Procedimentos de Distribuição, sendo vencedor o consórcio PROMON ENGENHARIA / FUPAI / UNIENG.

O início da Audiência Pública estava previsto para o mês de outubro de 2006, porém até o mês de agosto/2007 a referida audiência ainda não foi realizada.

4.1.18. Procedimentos de Comercialização de Medição da CCEE

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 elétrica no âmbito da CCEE e estão definidos conforme a estrutura da Cadeia de Valor da CCEE [83].

Com o objetivo de disciplinar os processos de mapeamento de pontos de medição, cadastro das informações destes pontos no SCDE e coleta de dados de energia e qualidade pelo SCDE, a CCEE elaborou os seguintes Procedimentos de Comercialização específicos de medição:

- a) PdC ME.04 – Mapeamento de Pontos de Medição no SCDE – estabelece os procedimentos necessários para o mapeamento dos pontos de medição, de modo a permitir sua localização e o cadastro no SCDE;
- b) PdC ME.05 – Manutenção do Cadastro de Medição do SCDE - estabelece os procedimentos necessários ao agente de medição para a Manutenção do Cadastro de Medição do SCDE, que envolve inclusão, alteração e desativação de UCMs, Pontos de Medição e Medidores;
- c) PdC ME.06 – Coletar Dados de Medição pelo SCDE - estabelece os procedimentos necessários para a coleta dos dados de medição pelo SCDE e transferência dos dados de medição para a contabilização no SCL.

A audiência pública dos PdCs ME 04, 05 e 06 foi finalizada em 08 de setembro de 2006. As contribuições enviadas pelos agentes estão sendo analisadas pela ANEEL. Ao final desta etapa, os documentos deverão ser homologados pelo Órgão Regulador, para posterior publicação no site da CCEE. Até a presente data, os PdCs ainda não foram homologados pelo Órgão Regulador.

Além destes PdCs específicos do SCDE, outros dois procedimentos se relacionam à medição de energia na contabilização da CCEE:

- d) PdC ME.01 – Envio de Dados de Medição – trata do processo de transferência de dados de medição do SCDE para o SCL, datas e prazos para o processamento da medição, bem como dos relatórios de dados de medição existentes no SCL.
- e) PdC ME.02 – Manutenção do Cadastro do Sistema Elétrico: traz todos os procedimentos para a modelagem dos ativos que receberão os dados de medição a serem utilizados na contabilização da CCEE.

4.1.19. Audiência Pública nº. 35/2005 (Documento em fase de homologação)

A finalidade da audiência pública é obter subsídios e informações adicionais para o aprimoramento de ato regulamentar a ser expedido pela ANEEL, que estabelece as condições para contratação de energia elétrica para unidade consumidora que se enquadre nas condições previstas nos artigos. 15 ou 16 da Lei no 9.074, de 7 de julho de 1995 (consumidores livres).

Tal documento terá impacto significativo na implantação do sistema de medição dos agentes, por tratar-se de estabelecimento de regras para consumidores livres, como por exemplo, definição de prazos para adequação da medição e a obrigação da adesão a CCEE.

4.2. Dificuldades / Barreiras encontradas pelos Agentes – Aspectos Regulatórios

Os agentes que comercializam energia no âmbito da CCEE necessitam instalar sistemas de medição de acordo com o módulo 12 dos Procedimentos de Rede do ONS. Porém, a adequação desta medição esbarra em dificuldades técnicas e financeiras encontradas pelos agentes e dificuldades devido à falta de

definições por parte do órgão regulador, que envolve tanto os agentes como a CCEE. A seguir elencamos as principais dificuldades:

4.2.1. Medição de Serviço Auxiliar de Geração

Conforme item 5.4 do Submódulo 12.6 dos Procedimentos de Rede – “Configurações de Medição para Faturamento”, o serviço auxiliar de Usina que é alimentado através da barra da própria Usina deverá possuir medição de faturamento nos padrões CCEE/ONS e o valor medido será abatido da medição da geração. Para alimentações provenientes da rede de distribuição, a carga será considerada como cativa e será necessária a celebração de contrato de fornecimento entre a geradora e a distribuidora. Porém, algumas empresas de geração contestam esta decisão, entendendo que mesmo para serviços auxiliares alimentados pela distribuidora poderia ser instalada medição de faturamento para abatimento de sua geração, eliminando a necessidade de celebração de contratos com a distribuidora resultando num custo maior do consumo desta energia.

Outro ponto de discórdia dos agentes de geração refere-se à responsabilidade pela medição destas alimentações de serviços auxiliares conectados na barra da Usina. A CCEE entende que, como é um ponto de medição de geração, a responsabilidade é da geradora. O entendimento de alguns agentes de geração é de que a responsabilidade pela medição é da distribuidora ou transmissora, conforme o caso, por ser destes o fornecimento cativo. Não há regulamentação específica da ANEEL definindo estas questões, exceto um ofício resposta emitido pela ANEEL destinado a duas empresas de geração, confirmando o entendimento de que a responsabilidade pela adequação desta medição de faturamento é da geradora.

4.2.2. Medição de Consumidores Livres

Com o surgimento do Ambiente de Contratação Livre (ACL), os distribuidores estão perdendo muitos de seus clientes cativos para o Mercado Livre, além de

que, conforme a Resolução Normativa ANEEL nº 281/ 1999, são responsáveis técnicos pela adequação do SMF destes consumidores, atendendo aos Procedimentos de Rede do ONS.

Para os consumidores que se tornaram livres antes da publicação da Resolução Normativa ANEEL nº 067, de 08 de junho de 2004, a responsabilidade pela adequação do Sistema de Medição, tanto técnica como financeira, é da distribuidora. Com isso, a distribuidora deverá prever em seus contratos de conexão com o Consumidor Livre, os custos destas adequações. A dúvida, tanto dos distribuidores quanto dos consumidores livres é com relação a que data deve ser considerada: se a data que o consumidor efetivamente se tornou livre ou a data em que ele declarou à concessionária a intenção de se tornar livre. A Resolução ANEEL nº 248, de 23 de janeiro de 2007, define que a data a ser considerada é a de assinatura dos Contratos de Uso e de Conexão.

A Resolução Normativa ANEEL nº 067, de 08 de junho de 2004, estabelece que, em se tratando de unidades consumidoras, o SMF de energia elétrica necessário à conexão, será instalado pela concessionária de transmissão, para os casos de acesso a instalações integrantes da Rede Básica; ou pela concessionária ou permissionária de distribuição local, nos casos de acesso às demais instalações de transmissão não integrantes da Rede Básica, ou às instalações de distribuição.

Porém, a responsabilidade financeira pela referida adequação é dos consumidores livres. Esta definição gera dúvidas, pois o que se entende por responsabilidade financeira? O entendimento das distribuidoras é que todo o custo da adequação do Sistema de Medição deverá ser repassado ao Consumidor Livre, incluindo-se as atividades de projeto, comissionamento, operação e manutenção. Este entendimento havia sido confirmado pela ANEEL através do Ofício Circular SRD 011/2004, de 21 de outubro de 2004, que determinava que o Consumidor Livre seria responsável pelos ônus financeiros relacionados aos processos de aquisição, instalação e manutenção do SMF, enquanto à concessionária de distribuição caberia a execução de tais

procedimentos, inclusive o de leitura dos dados de medição para fins de faturamento. Determinava também que a distribuidora poderia cobrar do consumidor livre os serviços prestados relativos à operação e manutenção do SMF, de propriedade do mesmo. Estes custos deveriam ser negociados bilateralmente e previstos no Contrato de Conexão à Distribuição – CCD.

Alguns Consumidores Livres questionaram esta decisão, pois ficariam totalmente dependentes da distribuidora e das empresas fornecedoras de medidores, pois, para que a distribuidora pudesse ler e enviar os dados de medição seria necessário que o medidor pudesse ser lido por seu sistema de coleta de dados de medição, que normalmente lêem somente os modelos de medidores já instalados nas distribuidoras. A ANEEL revogou este ofício e as dúvidas quanto à responsabilidade financeira pela adequação do SMF ainda persistem.

4.2.3. Medição de Fronteira entre Agentes

Todos os pontos de medição referentes à energia contabilizada no âmbito da CCEE necessitam da medição adequada às especificações técnicas do SMF, inclusive os pontos de medição de fronteira entre agentes. Muitos destes pontos referem-se a pequenas cargas e o valor que as distribuidoras recebem pelo atendimento destas não compensaria o custo da referida adequação da medição, principalmente considerando que a maioria destes pontos situa-se em lugares remotos e a viabilização do acesso aos medidores poderia ser feita apenas utilizando-se comunicação via satélite, cujo custo é elevado, comparando-se com o valor recebido para esse ponto de medição pela distribuidora.

Atualmente a regulação vigente não prevê tratamento diferenciado na adequação do SMF para pontos de consumo com pequenos valores de carga. Nos procedimentos de distribuição ainda não homologados pela ANEEL está prevista uma flexibilização na classe de exatidão dos medidores e nos transformadores de instrumentos para pontos de medição de pequenas cargas,

porém esta medida não resolveria o maior problema das distribuidoras, que é o alto custo do sistema de comunicação para acesso remoto pelo SCDE aos medidores destas cargas.

Uma solução que poderia ser adotada para esses casos, seria o desenvolvimento de medidores especiais que transformasse os dados coletados de medição em arquivos criptografados que somente poderiam ser descriptografados pela CCEE. O processo de criptografia seria feito automaticamente pelo medidor, não permitindo a manipulação dos dados. A coleta pelo Agente de Medição e o envio de dados a CCEE poderia ser feita mensalmente, não necessitando a utilização de canais de comunicação com o SCDE.

4.2.4. Autoprodutores e Produtores Independentes

Uma das grandes dificuldades encontradas hoje tanto pela CCEE como pelos agentes enquadrados como autoprodutores de energia é a definição da configuração de medição desses empreendimentos. A CCEE, baseada na legislação vigente, entende que os autoprodutores devem registrar de forma segregada os ativos de medição de carga e de geração envolvidos. Segue descrição destas legislações:

- Convenção de Comercialização – Resolução Normativa ANEEL nº 109, de 26 de outubro de 2004 - Artigo 44, inciso III – Os autoprodutores deverão registrar na CCEE, de forma segregada, os ativos de medição e carga envolvidos.
- Resolução Normativa ANEEL nº 74, de 15 de julho de 2004 – Artigo 4º, parágrafo único – Até 31 de dezembro, os autoprodutores com produção e consumo de energia elétrica no mesmo ponto de conexão com a Rede Básica deverão instalar sistema individual de medição para faturamento, segregando a carga e geração.

Os autoprodutores questionam esta decisão, pois entendem que para a contabilização na CCEE é necessária somente a utilização dos valores líquidos de consumo e geração (excedente) na conexão com a distribuidora. Além disso, na maioria dos casos, é muito complexa e até inviável a instalação de medição segregada na carga ou na geração destes empreendimentos.

A questão está sendo analisada pela CCEE e, caso julgue necessário, deverá ser encaminhada à ANEEL.

Caso não fique clara a real necessidade de instalação de SMF da carga e geração separadamente para esses empreendimentos, entendemos que deveria ser apenas instalada a medição na conexão com a rede de distribuição, apurando os valores líquidos de consumo e geração pelos canais "IN" e "OUT" do medidor.

4.2.5. Usinas do PROINFA

A Resolução Normativa ANEEL nº 062, de 05 de maio de 2004 determina que todas as unidades geradoras que geram energia para o PROINFA devem possuir sistema de medição adequado aos Procedimentos de Rede. Esta decisão não afeta as PCHs e usinas eólicas, pois toda a energia gerada destes empreendimentos é destinada ao PROINFA e, com isso, seria necessária apenas a instalação de medição no ponto de conexão com a distribuidora local. O problema surge para as usinas de biomassa, que utilizariam a energia gerada para o PROINFA para atendimento da sua carga interna e, em alguns casos, para atendimento de contratos com terceiros.

Foram realizadas diversas reuniões envolvendo a CCEE, Eletrobrás, ANEEL e os proprietários de alguns destes empreendimentos buscando uma solução para essa questão. Para o caso de usinas onde parte de sua geração é destinada ao seu consumo interno, a energia gerada para o PROINFA poderá ser utilizada para este fim, porém há a necessidade de instalação de SMF na

unidade geradora e na conexão. Com isso, a medição a ser atribuída ao PROINFA (MP) será:

$$MP = \text{Min} [g(M1); g(M2)].$$

M1 – Medição de Fronteira com a distribuidora

M2 – Medição da Geração da Unidade Geradora do PROINFA

A figura 35 abaixo ilustra a configuração básica destes empreendimentos de biomassa:

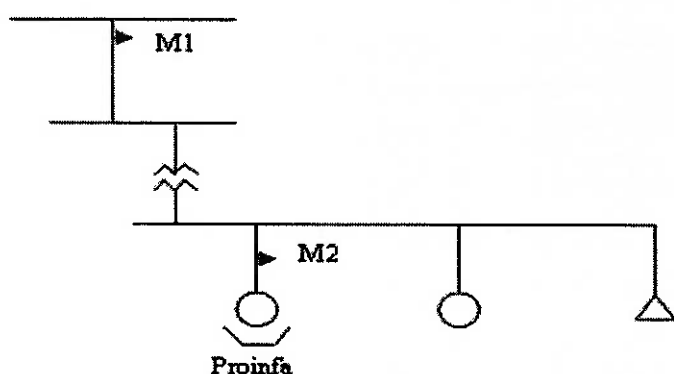


Figura 35 – Exemplo de contabilização do Proinfa

Para o atendimento de contrato com terceiros, somente poderá ser utilizada a produção das unidades geradoras que não geram para o PROINFA. Deverá existir medição para faturamento na conexão e na unidade geradora do PROINFA, conforme figura 36, onde a medição a ser atribuída ao PROINFA será $GP = \text{Min} [g(M3), g(M1)]$ e para a geração fora do PROINFA $GC = \text{Máx} [0, (g(M1 - M3))]$.

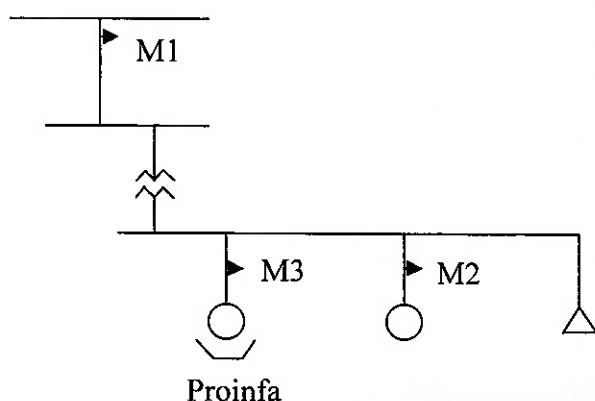


Figura 36 – Medição a ser atribuída ao Proinfa e para geração fora do Proinfa

4.2.6. Medição em Instalações Compartilhadas por mais de um Consumidor

A situação onde exista o compartilhamento de instalações entre mais de um consumidor livre deverá ser observado que devido à regulamentação vigente, há a necessidade da explicitação do montante de energia consumida por cada consumidor livre, em separado, e que a apuração dos valores de energia para contabilização deve se referir ao ponto de conexão ou contratação. Dessa forma, a medição a ser considerada para faturamento é referida ao ponto de conexão ou contratação e as perdas comuns serão rateadas entre os aproveitamentos, na proporção de seus consumos, conforme figura 37.

Assim, para atender às exigências acima, é necessária a instalação de sistemas de medição conforme a especificação técnica do SMF nos seguintes pontos:

- Na conexão com a rede básica ou concessionária de distribuição local, e
- Nos consumidores livres.

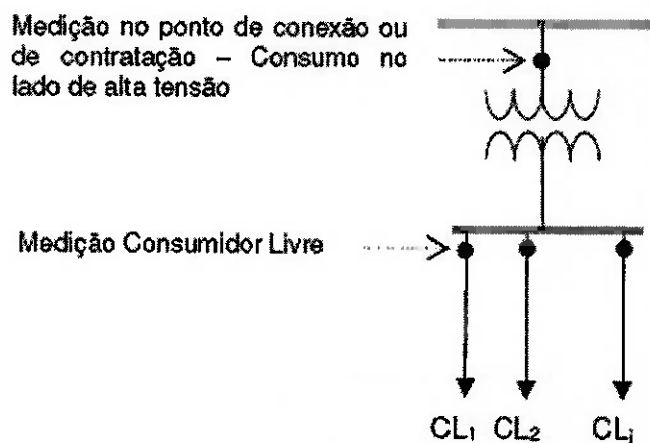


Figura 37 – Exemplo de instalação compartilhada entre consumidores livres

Porém, existem casos onde, por exemplo, um determinado consumidor “A” possui dez pontos de medição e o outro consumidor “B” apenas um. Neste caso, o consumidor “A” solicita a utilização da medição por diferença entre a medição no ponto de conexão e a medição do consumidor “B”, dispensando assim a necessidade de instalação de medição em seus dez pontos. O consumidor “A”, em troca, assumiria sozinho as perdas na transformação. A CCEE, com o intuito de evitar possíveis conflitos futuros entre os consumidores, não permite a medição por diferença, exceto nos casos em que seja comprovada a inviabilidade técnica ou financeira da instalação do Sistema de Medição.

Na situação onde exista o compartilhamento de instalações entre consumidores livres e cativos, há também a necessidade da explicitação dos montantes de energia consumidos pelos consumidores livres e pela concessionária de distribuição local, em separado, e que a apuração dos valores de energia para contabilização deverá se referir ao ponto de conexão ou contratação. Dessa forma, a medição a ser considerada para faturamento é aquela no ponto de conexão ou contratação e as perdas comuns serão rateadas entre os aproveitamentos, na proporção de seus consumos.

Assim, para essa situação, será necessária a instalação de sistemas de medição, conforme a especificação técnica do SMF no ponto de conexão ou de

contratação e em cada consumidor livre. Para possibilitar o rateio de perdas nos transformadores, seria necessária também a instalação de medição no consumidor cativo. Como esta medição não é obrigatória e considerando que a responsabilidade financeira pela adequação do SMF é do consumidor livre, fica a pergunta: nestes casos, de quem é a responsabilidade financeira pela adequação da medição do consumidor cativo? Entendemos que seria do primeiro consumidor que se tornou livre, mas esta posição é contestada pelos consumidores. A ANEEL já foi questionada tanto pela CCEE quanto por Associações de Consumidores Livres solicitando posicionamento sobre esta questão, mas ainda não obteve resposta. Uma solução alternativa para estes casos seria a utilização de algoritmo de compensação de perdas na medição da conexão com a distribuidora. O valor refletido para o lado de baixa tensão dos transformadores seria subtraído da medição do(s) Consumidor(es) Livre(s) obtendo-se a medição do consumidor cativo, possibilitando o rateio de perdas entre a medição na conexão e dos consumidores. Esta solução somente poderia ser adotada desde que a instalação possua as seguintes configurações:

- Não existência de terciário nos transformadores.
- Existência de um ponto de medição por transformador.
- Medidor com o recurso de compensação de perdas em transformadores e o armazenamento das energias compensadas e não compensadas.

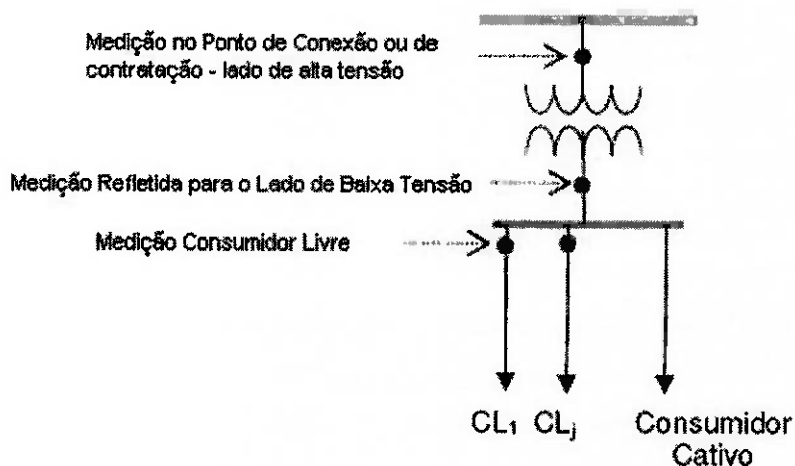


Figura 38 – Exemplo de Instalação Compartilhada utilizando compensação de perdas em transformadores

4.3. Dificuldades / Barreiras encontradas pela CCEE

Além das dificuldades apresentadas no capítulo 4.2, a grande barreira encontrada pela CCEE é a conscientização dos agentes no sentido de adequar seus sistemas de medição aos Procedimentos de Rede do ONS. A única regulamentação da ANEEL atualmente vigente definindo prazos para adequação da medição e penalidades para a não adequação pelos Agentes é a Resolução Normativa ANEEL nº 248, de 23 de janeiro de 2007, que prevê a data limite de 30 de outubro de 2007 para adequação da medição. Porém esta é data limite apenas para os consumidores livres. A penalidade prevista nesta resolução seria o impedimento da adesão de novos consumidores livres e modelagem de novos pontos de medição na CCEE, caso estes pontos não estejam adequados à especificação técnica do SMF.

Para os demais tipos de pontos de medição, somente as resoluções normativas ANEEL 344, de 25/06/2002 e 67, de 08/06/ 2004 previam prazos para adequação de medição, conforme já explicitado no item 4.1.4 e 4.1.7.

A grande maioria dos pontos de medição que não estão adequados à especificação técnica do SMF são consumidores livres. Com a publicação da Resolução Normativa ANEEL nº 248/2007, este problema tende a ser minimizado para os consumidores que se tornarão livres após a data limite prevista (30 de outubro de 2007), pois haverá a exigência da adequação do SMF para a adesão a CCEE. Para os consumidores que já são livres e não possuem sistemas de medição adequados, o problema persistirá, pois ainda não há penalidade prevista para estes casos.

A CCEE deverá propor através de Procedimentos de Comercialização, penalidades aos agentes que não adequarem seus sistemas de medição à especificação técnica do SMF, e espera que esses sejam homologadas pela ANEEL. A aplicação de penalidades desencadeará o cumprimento das Resoluções e a conseqüente instalação dos medidores, o que possibilitará a utilização de todas as funcionalidades do SCDE e uma contabilização e liquidação mais precisa.

Considerando que a Resolução Normativa ANEEL 067/2004 ainda está vigente e que o prazo previsto nessa resolução para adequação total do SMF (30 de junho de 2005) já se expirou, a CCEE decidiu exigir, para os novos pontos de medição, exceto consumidores livres, a adequação do SMF como pré-requisito para adesão ou modelagem de novos pontos no SCL.

4.4. Dificuldades / Barreiras encontradas pelos Agentes – Aspectos Financeiros

Os componentes do custo de implantação de uma medição para atender às “Especificações Técnicas” são os seguintes:

- Medidor
- Transformador de Potencial
- Transformador de Corrente

- Painéis e ligações
- Projeto
- Instalação
- Canais de Comunicação

Além das dificuldades citadas no item 4.2, que abrange tanto os aspectos regulatórios como os financeiros, há também de se ressaltar o custo da adequação total do Sistema de Medição, principalmente quando se analisa sistemas de medição em tensões acima de 138 kV.

O módulo 12 dos Procedimentos de Rede, com sua revisão 1 recém publicada, prevê uma flexibilização da medição para consumidores classe A3a (30 a 44 kV) e A4 (2,3 a 25 kV). A flexibilização permite a utilização de medidores classe 0,5, transformadores de instrumentos classe 0,6 e medidores com 2 quadrantes. A tabela 3 reflete o custo da implantação da medição sem a flexibilização e a tabela 4 com a flexibilização e a comparação entre os dois custos.

Item	Instalação Básica 13,8 kV		Instalação Básica 69 kV		Instalação Básica 138 kV	
Comunicação (Modem GSM)	R\$ 2.500	4%	R\$ 2.500	1%	R\$ 2.500	1%
Splitter	R\$ 465	1%	R\$ 465	0%	R\$ 465	0%
Painel	R\$ 12.000	17%	R\$ 12.000	6%	R\$ 12.000	4%
Medidor (Preço Médio)	R\$ 14.851	21%	R\$ 14.851	7%	R\$ 14.851	4%
Obra Civil	R\$ 32.000	45%	R\$ 32.000	15%	R\$ 32.000	10%
Subtotal	R\$ 61.816		R\$ 61.816		R\$ 61.816	
TP	R\$ 4.500	6%	R\$ 75.000	35%	R\$ 135.000	41%
TC	R\$ 4.500	6%	R\$ 75.000	35%	R\$ 135.000	41%
Total com Medidor (Preço Médio)	R\$ 70.816		R\$ 211.816		R\$ 331.816	

Tabela 3 – Custo da Implantação do SMF sem a flexibilização prevista no
Módulo 12 dos Procedimentos de Rede

Item	Instalação Básica 13,8 kV		Instalação Básica 69 kV		Instalação Básica 138 kV	
Comunicação (Modem GSM)	R\$ 2.500	4%	R\$ 2.500	1%	R\$ 2.500	1%
Splitter	R\$ 485	1%	R\$ 485	0%	R\$ 485	0%
Painel	R\$ 12.000	21%	R\$ 12.000	6%	R\$ 12.000	4%
Medidor (2 Quadrantes / classe 0,5)	R\$ 1.900	3%	R\$ 1.900	1%	R\$ 1.900	1%
Obra Civil	R\$ 32.000	55%	R\$ 32.000	16%	R\$ 32.000	10%
Subtotal	R\$ 48.865		R\$ 48.865		R\$ 48.865	
TP	R\$ 4.500	8%	R\$ 75.000	38%	R\$ 135.000	42%
TC	R\$ 4.500	8%	R\$ 75.000	38%	R\$ 135.000	42%
Total - Medidor (2 Quadrantes / classe 0,5)	R\$ 57.865		R\$ 198.865		R\$ 318.865	
Total com Medidor (Preço Médio)	R\$ 70.816		R\$ 211.816		R\$ 331.816	
Diferença	(R\$ 12.951)	-18%	(R\$ 12.951)	-6%	(R\$ 12.951)	-4%

Tabela 4 - Custo da Implantação do SMF incluindo a flexibilização prevista no Módulo 12 dos Procedimentos de Rede

Analisando as duas tabelas, conclui-se que:

- Para instalações com nível de tensão igual ou inferior a 13,8 kV, a flexibilização foi economicamente vantajosa, pois a utilização de medidores classe 0,5 corresponde a uma redução de 18% no custo total da obra, considerando-se também que o custo dos TPs e TCs é baixo para este nível de tensão.
- Para instalações com nível de tensão de 69 kV, a flexibilização não é tão vantajosa, pois o custo dos medidores classe 0,2 corresponde a apenas 7% do custo total da obra. Neste caso, o grande impacto é o custo dos TPs e TCs que, juntos, correspondem a 76% do custo total.
- Para instalações com nível de tensão superior a 138 kV, a flexibilização é ainda menos vantajosa, pois neste caso o custo dos medidores classe 0,2 corresponde a apenas 4% do custo total da obra e o custo dos TPs e TCs correspondem a 84% do referido custo.
- O principal impacto no custo total de instalações com nível de tensão superior a 69 kV é o de TPs e TCs.

A flexibilização dos medidores para níveis altos de tensão pouco minimiza os impactos financeiros. Poder-se-ia pensar em uma flexibilização na classe de

exatidão dos transformadores de instrumentos (TIs), porém esta medida não seria tão vantajosa, pois a diferença do custo entre TIs classe 0,3 e outros de maior classe não é considerável, e também TIs de classe superior a 0,3 já não são fabricados em grande número.

Outro impacto financeiro significativo foi à publicação da Resolução Normativa ANEEL nº 067/2004, que define que a responsabilidade técnica pela instalação dos SMF de consumidores livres é da distribuidora a qual o consumidor se conecta, (incluindo a leitura e envio de dados de medição a CCEE) e a responsabilidade financeira é do próprio consumidor. Para que seja possível a realização desta leitura, é necessário que consumidor adquira medidores compatíveis com o software de leitura da distribuidora. Isso faz com que o Consumidor na maioria dos casos só tenha uma opção de tipo de medidor, fazendo com que o fabricante deste eleve o custo destes equipamentos. Efetuamos um estudo da variação de preço de medidores que podem ser utilizados por consumidores livres e por demais pontos de distribuição e obtivemos os seguintes valores apresentados na tabela 5:

Medidor A	Medidor B	Medidor C	Medidor D
R\$ 1.675,00 D = distribuidor	R\$ 2.478,00 D = distribuidor	R\$ 7.350,00 D = distribuidor	R\$ 7.890,00 D = distribuidor
R\$ 5.000,00 CL = cons. livre	R\$ 5.000,00 CL = cons. livre	R\$ 13.000,00 CL = cons. livre	R\$ 13.500,00 CL = cons. livre
Diferença R\$ 3.325,00 198%	Diferença R\$ 2.522,00 101%	Diferença R\$ 5.650,00 77%	Diferença R\$ 5.610,00 71%

Tabela 5 - Valores praticados pelos fabricantes de Medidores que atendem a especificação técnica CCEE/ONS²⁴

²⁴ Os dados dessa tabela foram levantados pelos autores junto a diversos Consumidores Livres e Distribuidoras, não tendo nenhum vínculo ou relação com a CCEE.

Diante desta situação, os consumidores livres reivindicam o direito de escolher seus próprios medidores. Para isso, teriam que se desvincular das distribuidoras, assumindo a responsabilidade pela leitura e envio de dados a CCEE. Porém, conforme o Sub-Módulo 12.4 dos Procedimentos de Rede, item 4.4, esta responsabilidade é da distribuidora. Para transferi-la para o consumidor, é necessário que haja um acordo entre as partes, o que nem sempre é aceito pelas concessionárias de distribuição, pois este serviço é cobrado do consumidor pela distribuidora.

Os consumidores livres, através de suas associações, já se manifestaram junto a ANEEL no sentido de solicitar a reversão deste quadro e permitir ao consumidor assumir a responsabilidade pela leitura e envio dos dados de medição a CCEE, de modo que possa ter a liberdade de escolha de seu SMF e fazendo com que os fabricantes de medidores apliquem preços mais baixos.

5. Estudos de Caso

5.1. Estudo de Caso 1: Adequação do sistema de medição da distribuidora Elektro.

5.1.1. A Empresa

A Elektro é uma empresa concessionária de distribuição de energia elétrica que atende a 1,9 milhões de clientes, localizados em uma área de concessão formada por 228 municípios do Estado de São Paulo e cinco do Mato Grosso do Sul. Ao todo, são mais de 5,7 milhões de pessoas atendidas pela empresa [86].

Está no mercado desde 1998, quando houve a privatização da área de distribuição de energia elétrica da CESP (Companhia Energética de São Paulo). A Elektro tem concessão até 2028 para operar em um território de mais de 120 mil quilômetros quadrados, o que representa 37% da área do Estado de São Paulo.

Devido ao extenso território atendido, a Elektro utiliza uma logística especialmente desenvolvida e que está presente em oito regiões, com equipes em Andradina, Atibaia, Guarujá, Itanhaém, Limeira, Rio Claro, Tatuí e Votuporanga.

A Elektro possui 101 Centrais de Serviços de Rede (CSRs) em toda área de concessão, além da sede corporativa em Campinas, onde estão a Central de Atendimento ao Cliente (CAC) e o Centro de Operação de Distribuição (COD). O número de subestações totaliza 120, e a extensão de rede primária atinge mais de 74,3 mil km. A Figura 39 abaixo ilustra a área de concessão da Elektro que abrange os estados de São Paulo e Mato Grosso do Sul:

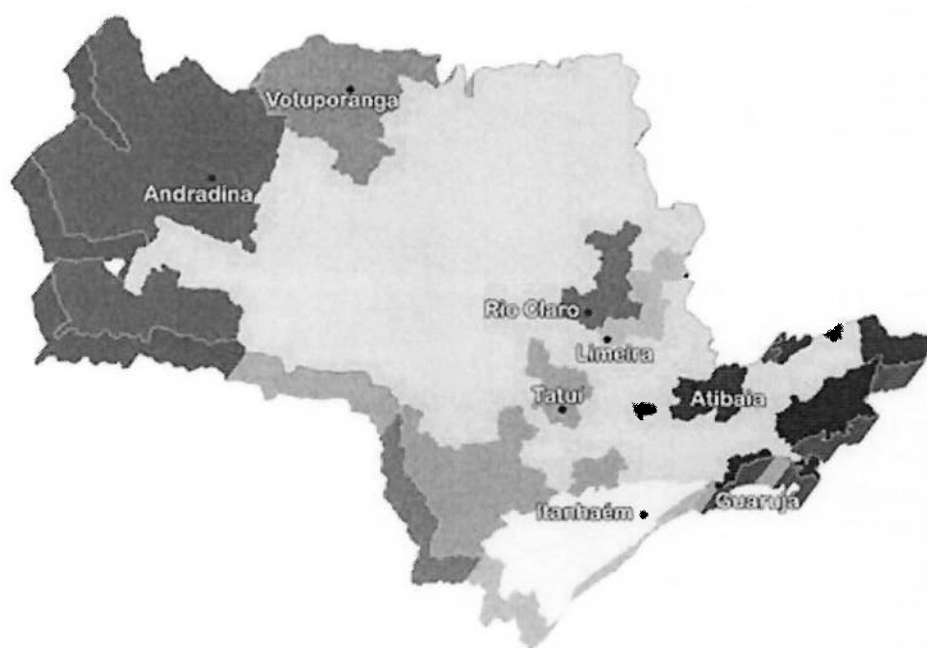


Figura 39: Área de Concessão da Elektro

5.1.2. O Sistema de Medição para Faturamento

No ano de 1996, a empresa de distribuição da CESP (atual Elektro) iniciou o processo de instalação de medição de fronteira com a rede de transmissão, já prevendo o processo de desverticalização das empresas que se daria no ano de 1997 e a privatização da distribuidora da Cesp em 1998. Foram instalados medidores eletrônicos modelo Q121 e Q220 do fabricante Schlumberger em todos os pontos de fronteira D/T.

Após a privatização, todos estes medidores passaram a ser de propriedade da Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista - CTEEP. Com a necessidade de possuir os dados de medição em tempo real, a Elektro iniciou no ano de 2000 o processo de aquisição de todo o seu sistema de medição incluindo aquisição de novos medidores modelo ION do fabricante Power Measurement, instalados como retaguarda aos medidores da CTEEP, e finalizou este processo no ano de 2001. Com a homologação da especificação técnica do SMF, em dezembro de 2001, houve a necessidade de aquisição de

medidores de retaguarda, pois os medidores da CTEEP não atendiam totalmente à referida especificação.

Quando do início do desenvolvimento do SCDE pela CCEE, a Elektro já estava com praticamente todo seu sistema de medição adequado à especificação técnica do SMF, incluindo-se medidores, TPs, TCs, Sistema de comunicação, cabeamento e painéis.

A Elektro até o mês de janeiro de 2007 possuía 234 pontos de medição de fronteira, sendo 105 pontos em suas próprias subestações, 90 em subestações da Transmissora Paulista, 26 em subestações de grandes clientes e 13 em subestações de conexão com outras concessionárias. Possui também 29 pontos de medição de consumidores livres conectados em sua rede de distribuição mapeados na CCEE.

O gráfico 1 abaixo ilustra a performance de coleta de dados de medição pelo SCDE dos medidores da Elektro, comparando-se com os medidores cadastrados no sistema.

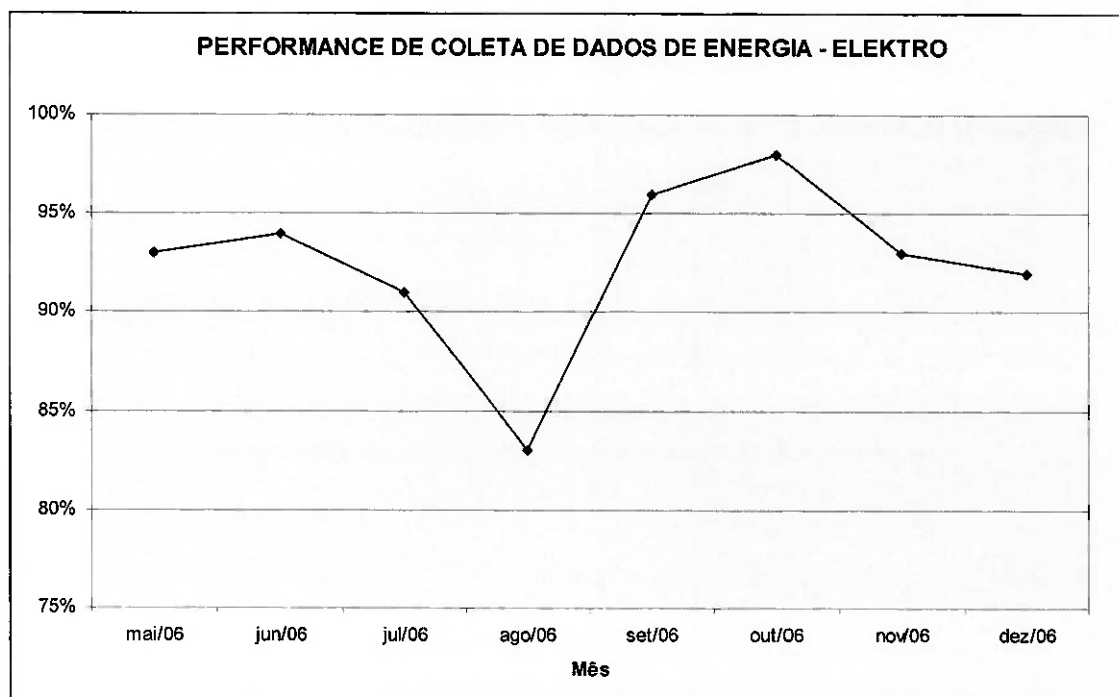


Grafico 1 – Desempenho da coleta de dados dos medidores Elektro

Podemos observar que, com exceção do mês de agosto de 2006, quando ocorreu um problema no sistema de coleta de dados de medição da Elektro, durante todo o período estudado a performance de coleta foi superior a 90% dos medidores da Elektro cadastrados. Este índice é considerado excelente, considerando que para completar os dados de medição no SCL seria necessário ajuste em menos de 10% dos dados de coleta dos medidores cadastrados.

5.1.3. Sistema de Comunicação

A Elektro possui uma rede corporativa com servidores para coleta de dados diretamente aos seus medidores e envio dos dados coletados a CCEE. Possui também banco de dados para armazenamento das informações coletadas e processadores para estabelecer a comunicação entre o sistema corporativo, os medidores e os diversos processos internos da empresa. Toda a comunicação entre os servidores, medidores, rede corporativa e processadores é baseada em rede Ethernet TCP/IP (Figura 40).

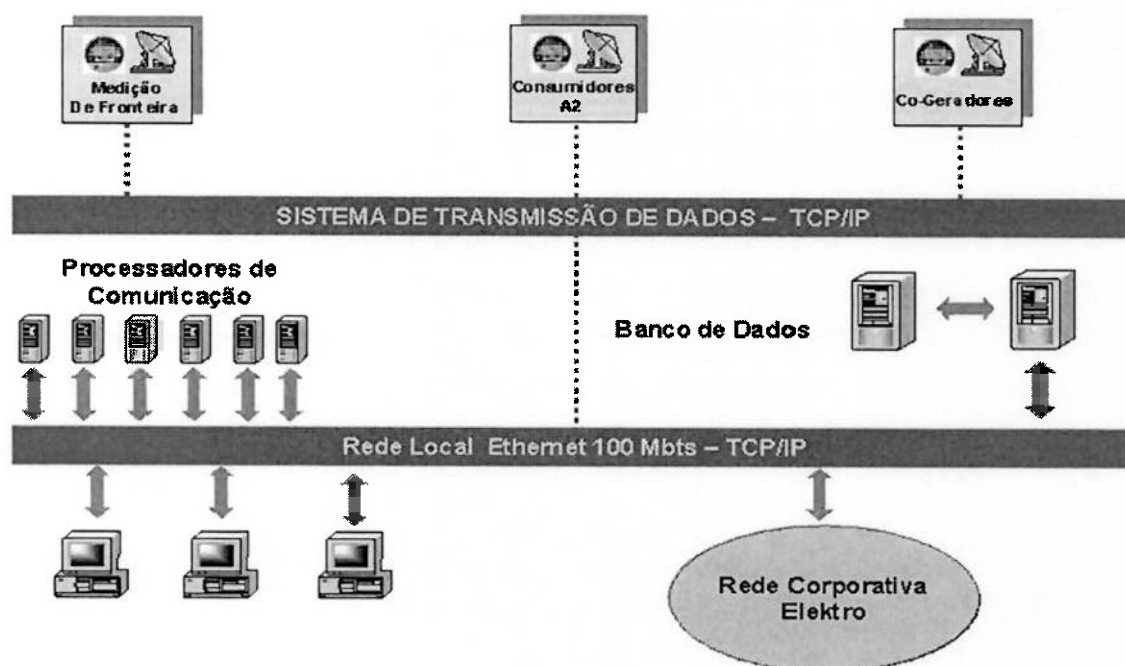


Figura 40: Arquitetura de Comunicação – Elektro

Para envio dos dados diários de medição à CCEE, a Elektro utiliza um canal “banda larga” de Internet. Estes dados são coletados diariamente através de acesso via satélite aos medidores. A comunicação entre a Elektro e a estação receptora de satélite é feita através de fibra óptica e linhas privadas (LP), utilizadas como redundância.

Foi estabelecido também um canal dedicado *Frame-Relay* com a CCEE para possibilitar a coleta de Inspeção Lógica aos medidores. A coleta de Inspeção Lógica consiste em um acesso direto pelo menos duas vezes ao mês pela CCEE aos medidores, para auditoria dos dados encaminhados pelos agentes durante as coletas normais diárias. Vale ressaltar que a CCEE utiliza o canal *Frame-Relay* para acessar a rede interna da Elektro. O acesso aos medidores está sendo feito pelo mesmo meio utilizado pela Elektro, ou seja, rede de fibra óptica e satélite (Figura 41).

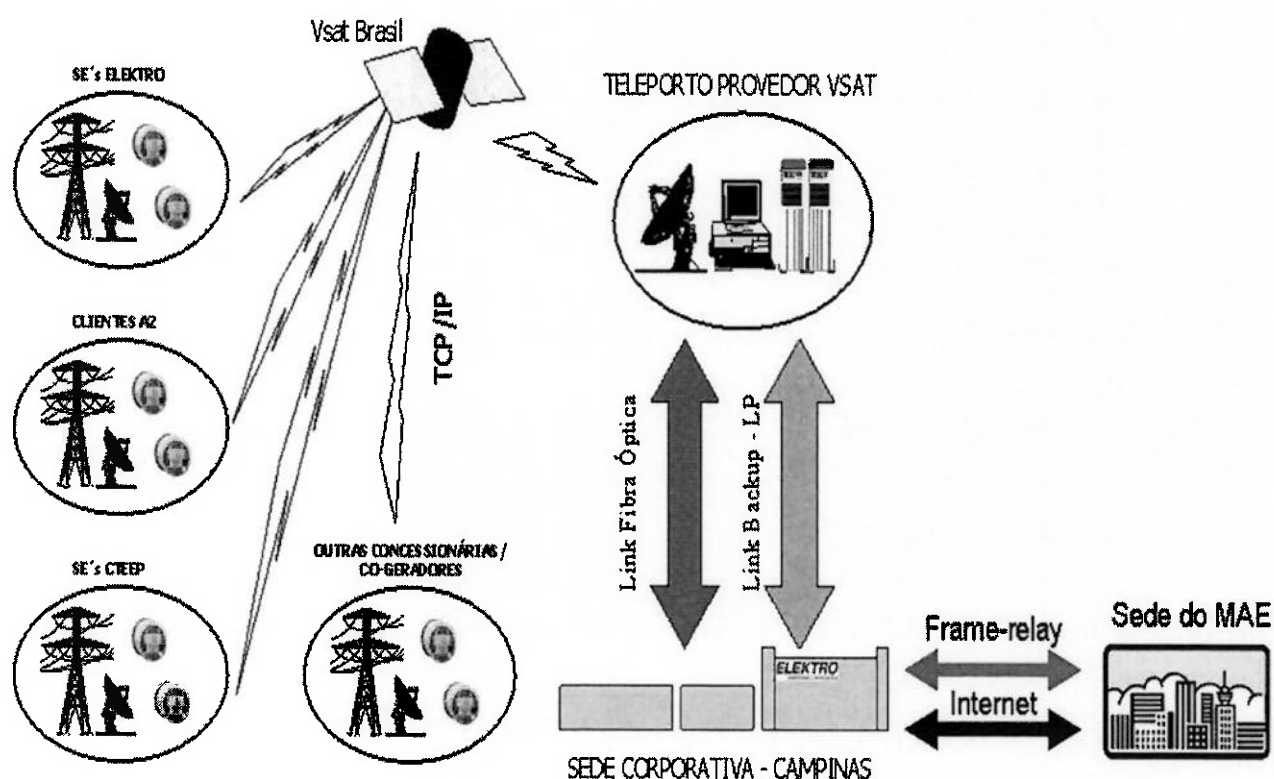


Figura 41: Sistema de Comunicação da Elektro com seus medidores

5.1.4. A Elektro na CCEE

a) Cadastro na CCEE

A Elektro possui na CCEE três agentes cadastrados:

- Elektro D
- Elektro Comercializadora
- Elektro Geração G

A Elektro é a responsável pelo registro dos dados de medição de 261 ativos.

b) Utilização dos Medidores na CCEE

Em julho de 2003, a Elektro já possuía alguns medidores instalados e cadastrados na CCEE. Porém os dados de medição coletados ainda não eram utilizados na contabilização do mercado de energia e continuavam sendo inseridos pelo agente de medição, manualmente, via arquivo no formato “txt”.

A partir de janeiro de 2004, com o início da operação do Sistema de Coleta de Dados de Medição (SCDE), os dados de medição da Elektro passaram a ser coletados através do SCDE e transferidos automaticamente para o SCL. Hoje a Elektro possui mais de 200 pontos de medição cujos dados coletados pelo SCDE estão sendo utilizados na contabilização do mercado de energia.

c) Ajuste dos dados de medição coletados pelo SCDE transferidos para o SCL.

A CCEE mensalmente faz uma campanha para evitar que os dados coletados através do SCDE sejam ajustados pelos agentes no SCL. Quando o ajuste ocorre, a CCEE está solicitando ao agente que justifique o fato. A pretensão da CCEE é que os dados coletados sejam 100% utilizados, sem a necessidade de ajuste por parte dos agentes.

Hoje os ajustes são feitos manualmente pelos agentes no SCL, via arquivo no formato "txt", mas futuramente os ajustes necessários serão feitos no SCDE pelo analista de medição da CCEE, porém após prévia análise.

No caso do agente Elektro, a maioria dos dados de medição coletados pelo SCDE e transferidos para o SCL estão sendo utilizados na CCEE sem a necessidade de ajuste por parte do agente.

Conforme pode ser verificado na tabela 6, para a média entre os meses de dez/06 a fev/07, o agente Elektro ajustou os dados de medição apenas para 21,68% (média de 47 ativos) do total de seus ativos transferidos (média de 217 ativos). Sendo que 10,91% (média de 24 ativos) destes ajustes realizados pela Elektro são necessários uma vez que não houve a coleta de todas as horas do mês. Os demais ajustes realizados (10,78% - média de 23 ativos) são ajustes acompanhados de justificativa.

Fato Gerador	Dez	Jan	Fev	Média
Ativos Transferidos	220	215	215	217
Ativos Ajustados por apresentar dados faltantes na coleta	29	30	12	24
Ativos Ajustados por outros motivos	21	23	26	23
Total Ativo Ajustados	50	53	38	47
% Ajuste / Total Transferido	22,73%	24,65%	17,67%	21,68%
Ajustes Necessários	13,18%	13,95%	5,58%	10,91%
Ajustes Questionados	9,55%	10,70%	12,09%	10,78%

Tabela 6 – Ativos Transferidos e Ativos Ajustados (Agente Elektro)

Observa-se que os ajustes realizados são pequenos em relação ao total de dados que são coletados e utilizados na contabilização.

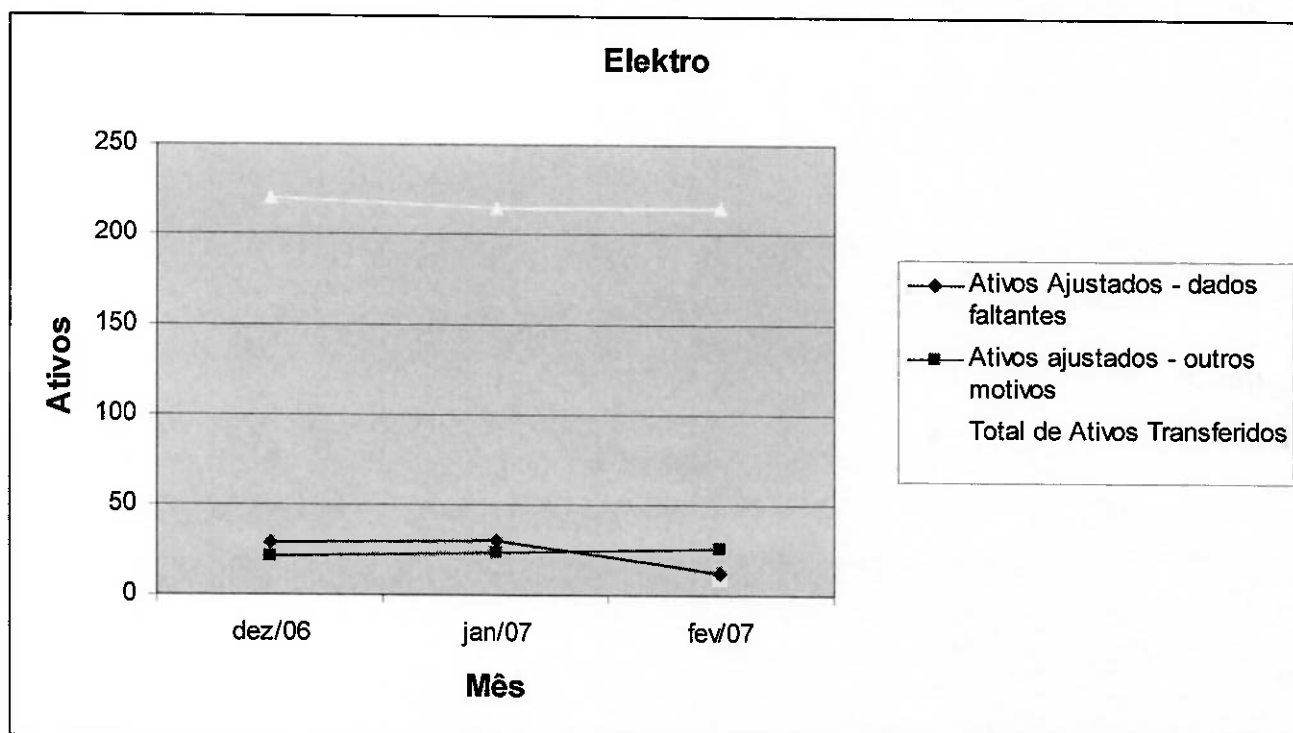


Gráfico 2: Ativos Transferidos x Ativos Ajustados (Agente Elektro)

Todos os ajustes realizados foram justificados pelo agente e os problemas que ocasionaram estes ajustes estão sendo gradativamente solucionados.

5.2. Estudos de Caso 2: Adequação do sistema de medição do mercado de energia na CCEE.

Atualmente existem na CCEE 4.618 pontos de medição que já passaram pelo processo de mapeamento descrito no Capítulo 2 (definição da localização correta em que o medidor deverá ser instalado e na geração do código CCEE de 14 dígitos que deverá ser parametrizado no próprio medidor). Destes pontos de medição mapeados, 3.419 já possuem medidores instalados e 3.174 estão cadastrados na CCEE, ou seja, aptos a serem coletados pelo SCDE.

Dos 3.174 pontos cadastrados na CCEE, 3.105 estão conectados ao SCDE. Dos demais pontos de medição (69 pontos) não conectados, 93% referem-se a problemas na infra - estrutura de comunicação do próprio agente. A CCEE orienta a todos os agentes que monitorem seus links de comunicação, de modo que se possa garantir uma estabilidade mínima para a coleta de todos os dados de medição do medidor.

Dos pontos de medição conectados ao SCDE (3105 pontos), 3.090 já estão com a coleta estável. A CCEE considera a coleta estabilizada quando consegue efetuar a coleta aos medidores por um período mínimo de sete dias ininterruptos. Os pontos que já se conectaram ao SCDE, porém ainda não atingiram a estabilidade (15 pontos) referem-se a problemas no meio de comunicação dos medidores com a CCEE.

Estes dados podem ser verificados na Figura 42 que abrange a situação da interligação dos pontos de medição ao SCDE.

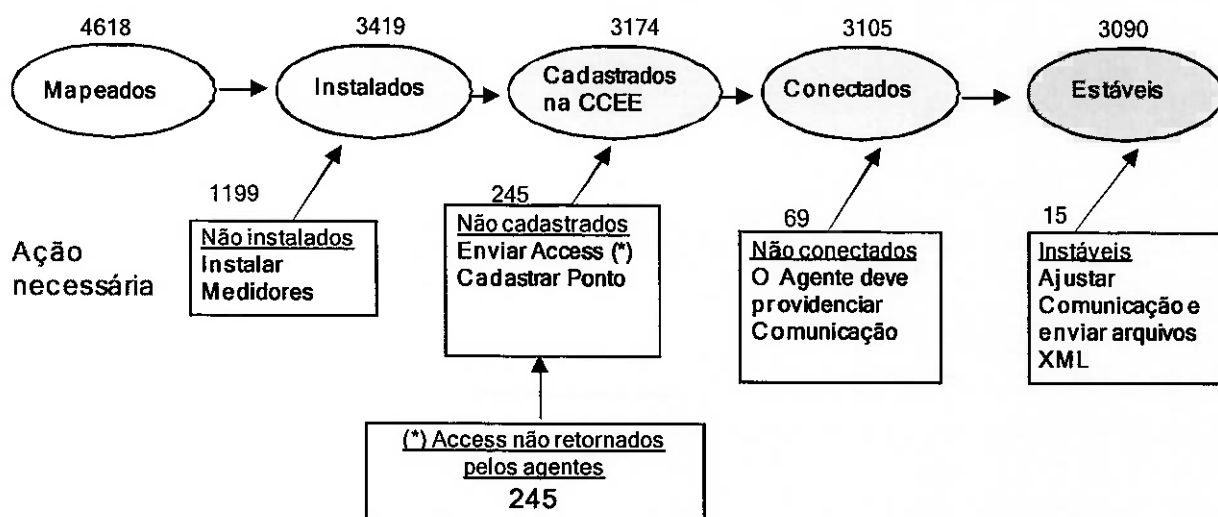


Figura 42 - Situação atual da interligação dos pontos de medição ao SCDE

Após atingir a estabilidade de coleta, a CCEE efetua a análise e validação dos dados coletados, verificando a configuração dos medidores (canais "in" e "out" de energia ativa e reativa), se os dados de energia e de engenharia (tensão e corrente) estão coerentes, considerando a capacidade nominal cadastrada do ponto de medição e efetua a comparação dos dados coletados no SCDE com os dados inseridos no Sinercom. Atualmente, 29 pontos de medição estão neste processo de análise.

Efetuada esta análise, são considerados aptos para serem transferidos para o SCL somente os dados relevantes a este sistema, ou seja, os que serão efetivamente utilizados na contabilização. Exemplo de dados não relevantes seriam os dados de geração bruta de unidades geradoras que não prestam serviços ancilares, cujos dados são coletados somente por solicitação do ONS.

Após todo este processo, os dados somente eram transferidos diretamente do SCDE para o SCL após aprovação do agente de medição. Esta condição não será mais necessária com a homologação pela ANEEL das alterações no PdC ME 01 "Envio de Dados de Medição", que determina que todos os pontos de medição coletados pelo SCDE e que atingirem a estabilidade de coleta não

dependerão de autorização do agente de medição para transferência dos dados de medição para o SCL. Atualmente, 2.419 pontos de medição têm seus dados de medição transferidos automaticamente para o SCL, dos 3090 pontos estáveis.

A Figura 43 mostra a situação atual do processo de transferência dos dados coletados pelo SCDE para o SCL.

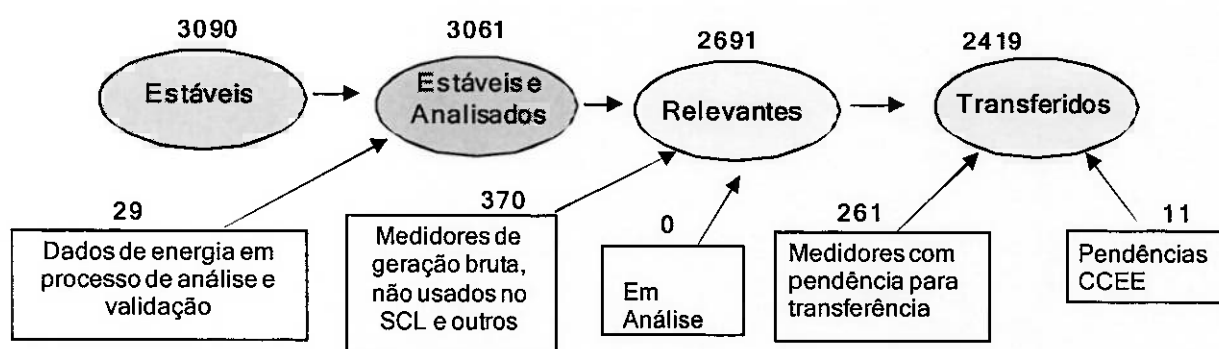


Figura 43 - Situação atual da transferência de dados de medição do SCDE para o Sinercom

Após a transferência dos dados coletados do SCDE para o SCL, o agente pode verificar a consistência dos mesmos e ajustá-los no SCL caso julgue necessário.

Estes ajustes realizados pelos agentes são justificados pelos mesmos e monitorados pela CCEE. O objetivo deste monitoramento é fazer com que 100% dos dados transferidos sejam utilizados na contabilização do mercado de energia

Analisando o caso real do mês de fevereiro de 2007, podemos constatar que dos 2419 pontos transferidos, 1793 (77,09%) não sofreram nenhum ajustes e os dados coletados foram os contabilizados. Dos 626 pontos de medição que foram ajustados, 224 (5,63%) tiveram todos os dados coletados e 402 (17,28%)

tiveram dados não coletados pelo SCDE (algumas horas faltantes). Para os pontos de medição que tiveram dados faltantes, o ajuste no SCL é justificado.

A figura 44 abaixo ilustra o caso de fevereiro de 2007 e detalha a análise feita quanto aos ajustes efetuados após a coleta dos dados e transferência dos mesmos ao SCL.

Análise dos Ajustes Efetuados Fevereiro de 2007

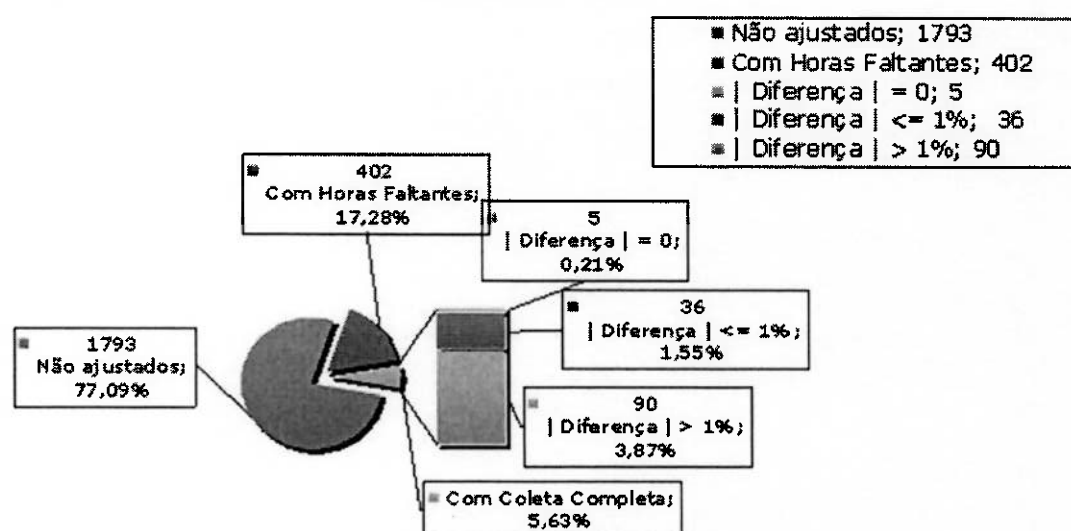


Figura 44 – Ajuste para dados de medição coletados através do SCDE

Destacamos que a percentagem de ajustes dos dados de medição coletados é pequena, mas que ela existe. O objetivo da CCEE, no entanto, é fazer com que este número reduza a zero.

A utilização de dados de medição coletados através do SCDE e transferidos para o SCL está favorecendo o processo de contabilização do mercado de energia, uma vez que há menos trabalho operacional e menor probabilidade de erros nos dados considerados.

Este fato faz com que diminuam as chances de reproprocessamento das contabilizações (processo este chamado de Recontabilização) e as perdas da rede básica (perdas contábeis para o mercado spot) uma vez que os medidores estão instalados nos locais adequados e a medição é em tempo real.

6. Considerações Finais

A implantação de um Sistema de Medição para Faturamento centralizado traz para o mercado de energia enormes desafios e dificuldades, mas também vantagens significativas na contabilização e liquidação do mercado de curto prazo.

Havia ainda a necessidade de modernização dos Sistemas de Medição dos Agentes, considerando que a medição anteriormente utilizada era em grande parte eletromecânica, sem a possibilidade de armazenamento de dados em memória e comunicação à distância, comprometendo a sua precisão. A ação da CCEE com seu Sistema de Coleta de Dados de Energia também contribuiu para esta modernização, pois pode a qualquer momento acessar todos os medidores que fornecem dados para a contabilização, além de permitir que os Agentes envolvidos possam acessar esses dados.

Com a modernização do SMF, ocorreu o surgimento de novas regulamentações, especificações e procedimentos voltados ao mercado de energia. A criação do ambiente de contratação livre também contribuiu para o incremento no número de documentos regulatórios. Essa modernização ainda poderá atingir classes de consumo de redes de distribuição residenciais, pequenas indústrias, comerciais, aumentando a precisão dos estudos de mercado que darão origem ao planejamento da expansão do Sistema Interligado Nacional e no aperfeiçoamento do cálculo de preços, podendo ser calculado em valores diários. Atualmente o preço é calculado semanalmente.

A credibilidade dos dados coletados é um fator importante a se considerar na implantação desse Sistema, pois todos esses dados, mesmo que enviados ao SCDE através de arquivos do tipo "XML", serão auditados via acesso direto ao medidor para checagem e verificação da validade dos mesmos. Essa credibilidade traz significativos benefícios à contabilização e liquidação do mercado, pois os dados hoje ainda inseridos manualmente passarão a ser coletados pelo SCDE e transferidos automaticamente ao SCL, utilizando os

dados de energia diretamente coletados dos medidores. Com isso, serão reduzidos os constantes erros operacionais, as possibilidades de manipulação nas medidas, além de possíveis reprocessamentos na contabilização. A contabilização e liquidação do mercado de energia são processos essenciais para o setor elétrico, considerando-se que todas as transações de compra e venda de energia do ambiente livre e regulado fazem parte desse processo.

Outra vantagem importante é a redução das perdas do SIN. A medição de consumidores que anteriormente era instalada fora da localização definida em contratos de conexão, com a implantação do SCDE, passou a poder ser refletida para o ponto de conexão (Capítulo 4). Assim, as perdas na transformação da baixa para a alta tensão não são computadas pela Rede Básica e conseqüentemente as perdas do Sistema Interligado Nacional, que são rateadas entre todos os Agentes que possuem ativos participantes da Rede Básica, diminuem.

Conforme pode ser observado no estudo de caso da Elektro, a implementação do Sistema Automático de Medição trouxe muitas vantagens, tais como agilidade nos processos internos da empresa, redução de erros operacionais, diminuição da quantidade de ajustes de medição no SCL e conseqüentemente resultando na diminuição dos pedidos de recontabilização. No estudo de caso da CCEE, constatamos um aumento no número de pontos de medição cujos dados estão sendo coletados pelo SCDE e transferidos automaticamente para o SCL. Porém, verificamos também o considerável número de pontos de medição não instalados, fato que dificulta a total implementação do SCDE na CCEE. De uma maneira geral, os dois estudos de caso demonstram ganhos operacionais e maior confiabilidade para a contabilização do mercado de energia.

Existem ainda muitas indefinições no Sistema de Medição de Faturamento que dificultam a instalação dos medidores e os equipamentos associados por parte dos Agentes, impossibilitando assim a homologação total do Sistema de Coleta da CCEE. A análise de todas as dificuldades encontradas pelos Agentes na adequação de seus Sistemas de Medição para Faturamento e da CCEE na

implantação de seu Sistema Automático de Coleta de Dados de Energia (SCDE) descritas neste trabalho, permite-nos concluir que a maior dificuldade encontrada tanto pelos Agentes como pela CCEE é a falta de uma definição clara por parte do órgão regulador das responsabilidades de cada um no processo. Em boa parte dos casos o Agente ainda não adequou seu Sistema de Medição devido ao fato de haver esta indefinição.

O aspecto financeiro é também uma grande dificuldade encontrada pelos Agentes para implantação de seus Sistemas de Medição, principalmente das pequenas usinas e dos pontos de medição de pequenas cargas de consumo. A grande maioria desses pontos situa-se em locais de difícil acesso e com dificuldades de estabelecimento de comunicação, sendo possível apenas a utilização de canais via Satélite. A receita obtida deste consumidor não pagaria o alto custo da implantação deste ponto de medição pela distribuidora. A CCEE pesquisou com algumas empresas novas tecnologias baseadas em serviços de satélite utilizando antenas de pequeno porte, porém essa opção apesar de ser mais barata que antenas comuns, ainda representa um custo muito alto para estes Agentes.

Outro aspecto importante é a falta de penalidades aos Agentes que não adequem suas medições. O trabalho da CCEE de implantar todos os módulos de seu Sistema fica inviabilizado se todos os Agentes não implantarem seus Sistemas de Medição. O módulo de inspeção lógica por exemplo, que consiste no acesso direto a todos os medidores interligados ao SCDE para auditoria dos dados coletados diariamente, para ser utilizado na comparação e validação dos dados de energia de todos os Agentes, é importante que todos os pontos de medição estejam adequados e conectados ao SCDE.

E, pudemos constatar que boa parte dos Agentes, principalmente os consumidores livres, não adequam seus sistemas na maioria dos casos devido à falta de penalidades pela não implantação dos Sistemas de Medição. A ANEEL deve definir penalidades para a não adequação dos SMF, pela falha na comunicação e no envio de dados de medição, pela adequação incompleta (ex:

falta de medidor de retaguarda ou TIs fora da classe de exatidão) e para os Agentes que não cumprirem os prazos, que também devem ser definidos pelo órgão regulador. A ANEEL publicou em janeiro de 2007, a Resolução Normativa nº 248/2007, fixando o prazo de 30 de outubro de 2007 para adequação do SMF de todos os Consumidores Livres. Porém esse documento não determina as penalidades para o não cumprimento desse prazo.

Com base em todas as considerações contidas nesse trabalho, podemos concluir que a implantação de um Sistema Automático de Medição para Faturamento é de fundamental importância para a correta contabilização e liquidação do Setor Elétrico. Porém, é primordial a atuação do órgão regulador, no sentido de estabelecer através de despachos e/ou resoluções, as soluções para as diversas indefinições que existem hoje na adequação do SMF e que impedem a correta e precisa implantação desse Sistema tanto pela CCEE como pelos Agentes.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] BASTOS, Lilia da Rocha; PAIXÃO, Lyra "Manual para a Elaboração de Projetos e Relatórios de Pesquisas, Teses, Dissertações e Monografias" I.S.B.N.: 852161356 Editora: Ltc Edição : 6 / 2003.
- [2] BRASIL, Ministério de Minas e Energia. O modelo institucional do setor elétrico. Disponível em:<http://www.mme.gov.br>. Acesso em: 18 fev. 2006.
- [3] CASTRO, Nivalde José. As Duas crises do setor elétrico brasileiro: a criação de energia nova. Rio de Janeiro, IFE nº 1.091. Instituto de Economia - UFRJ, 14 de abril de 2003.
- [4] GOMES, Antonio Claret; et al. O Setor Elétrico. Disponível em: http://www.bndes.gov.br/conhecimento/livro_setorial/setorial14.pdf. Acesso em: 12 abril de 2007.
- [5] MELLO, João Carlos de Oliveira. Estruturas de Mercado de Energia Elétrica no Mundo, Relatório Andrade & Canellas 042/03. Apresentação para ABRACE – ABICLOR – IBS – ABAL.
- [6] MOCELIN, Mauricio. BRDE - Novo Marco Regulatório do Setor Elétrico, http://www.brde.com.br/estudos_e_pub. Acesso em: 6 de abril de 2007.
- [7] SALES, Claudio J. D. A visão dos investidores sobre o novo modelo do setor elétrico. Site: [http://www.acendebrasil.com.br/ News](http://www.acendebrasil.com.br/News). Acesso em 06 de abril de 2007.
- [8] SILVA, Ana Lúcia Rodrigues da. Monografia Fácil - Ferramentas e Exercícios. I.S.B.N.: 8588329166 Editora DVS, São Paulo, 2004.

- [9] GCOI / SCM. Comissão de Laboratório: Análise dos Sistemas de Medição de Energia para Fins de Faturamento nos Pontos de Interligação – Junho/76.
- [10] CCEE. Lei de Formação do Código CCEE: Documento elaborado pela Gerência de Medição e Operação da CCEE.
- [11] CCEE. Responsabilidades pelo Investimento em Instalação/Adequação de Sistemas de Medição: Documento elaborado pela Gerência de Medição e Operação da CCEE – Fevereiro/2007.
- [12] ONS. Módulo 12 dos Procedimentos de Rede: Medição para Faturamento (link:WWW.ons.org.br em 05/01/2007).
- [13] PROMON TECNOLOGIA. Workstatement referente à proposta técnica do SCDE – setembro/2002.
- [14] CHAGAS, Eduardo Henrique Conceição. A Medição de Energia Elétrica no Ambiente Competitivo do Setor Elétrico Brasileiro, contemplando as Relações Geração / Transmissão e Transmissão / Distribuição: Dissertação apresentada ao Curso de Mestrado em Regulação da Indústria de Energia, Universidade Salvador no ano de 2004.
- [15] PAIXÃO, Ernesto Lindolfo. Memórias do Projeto RE-SEB: A história da concepção da nova ordem institucional do setor elétrico brasileiro. Massao Ohno Editor, 2000.
- [16] ABREU, J.C.; CAMPOS, A.;SIQUEIRA,I.P. Requisitos de Medição de Energia para o Novo Modelo Competitivo Brasileiro. GPC/07, XV SNPTEE - Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica.
- [17] MEDEIROS FILHO, Sólon de. Medição de Energia Elétrica, 2ª ed.

- [18] MELLO, João Carlos De Oliveira. Estruturas de Mercado de Energia Elétrica no Mundo: Relatório elaborado pela empresa Andrade & Canellas em 2003.
- [19] ALVARENGA, L. M.; LIPPINCOTT, M.; ALVES JÚNIOR, J.E.R.; CALDAS, R. P. A Classe de Exatidão da Medição para o MAE: CEPEL – 2001.
- [20] CEPEL. Avaliação de Algoritmos em Medidores para Compensação de Perdas de Transformadores: 2001.
- [21] VERMEERSCH, Pedro A.; Manual de Treinamento “Básico de Medição” - 1996
- [22] CCEE. Detalhamento da Abordagem de Telecomunicações para o Sistema de Coleta de energia – SCDE. Disponível em: <<http://www.ccee.org.br>>, Implantação da Medição – Comunicação. Em 07 de maio de 2007
- [23] STEUDEL, L. C.; BONAR Jr., J. A.; JOLY Jr., J. M.; PINTO, R. C. O. Sistema de Medição via WEB, 2002, XV Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica – SENDI 2002.Salvador – Bahia – Brasil.
- [24] ANEEL. Portaria nº 207 de 30 de janeiro de 2007 (link: www.aneel.gov.br em 01/02/2007)
- [25] ANEEL. Decreto nº 5163 de 30 de julho de 2004 (link: www.aneel.gov.br em 03/02/2007)
- [26] ANEEL. Decreto nº 2655 de 2 de julho de 1998 (link: www.aneel.gov.br em 09/02/2007)
- [27] ANEEL. Lei nº 8631 de 5 de março de 1993 (link: www.aneel.gov.br em 05/02/2007)

- [28] ANEEL. Lei nº 9074 de 7 de julho de 1995 (link: www.aneel.gov.br em 01/03/2007)
- [29] ANEEL. Lei nº 9427 de 26 de dezembro de 1996 (link: www.aneel.gov.br em 15/01/2007)
- [30] ANEEL. Lei nº 9648 de 27 de maio de 1998 (link: www.aneel.gov.br em 25/01/2007)
- [31] ANEEL. Lei nº 10433 de 24 de abril de 2002 (link: www.aneel.gov.br em 05/11/2006)
- [32] ANEEL. Lei nº 10438 de 26 de abril de 2002 (link: www.aneel.gov.br em 15/03/2007)
- [33] ANEEL. Lei nº 10762 de 11 de novembro de 2003 (link: www.aneel.gov.br em 15/03/2007)
- [34] ANEEL. Lei nº 10847 de 15 de março de 2004 (link: www.aneel.gov.br em 15/03/2007)
- [35] ANEEL. Lei nº 10848 de 15 de março de 2004 (link: www.aneel.gov.br em 17/03/2007)
- [36] ANEEL. Despacho nº 94 de 27 de fevereiro de 2003 (link: www.aneel.gov.br em 08/02/2007)
- [37] ANEEL. Resolução nº 245 de 30 de julho de 1998 (link: www.aneel.gov.br em 18/02/2007)
- [38] ANEEL. Resolução nº 249 de 12 de agosto de 1998 (link: www.aneel.gov.br em 05/03/2007)

- [39] ANEEL. Resolução nº 264 de 13 de agosto de 1998 (link: www.aneel.gov.br em 14/03/2007)
- [40] ANEEL. Resolução nº 267 de 13 de agosto de 1998 (link: www.aneel.gov.br em 12/03/2007)
- [41] ANEEL. Resolução nº 451 de 30 de dezembro de 1998 (link: www.aneel.gov.br em 18/02/2007)
- [42] ANEEL. Resolução nº 66 de 16 de abril de 1999 (link: www.aneel.gov.br em 06/04/2007)
- [43] ANEEL. Resolução nº 141 de 10 de junho de 1999 (link: www.aneel.gov.br em 05/04/2007)
- [44] ANEEL. Resolução nº 281 de 1 de outubro de 1999 (link: www.aneel.gov.br em 03/02/2007)
- [45] ANEEL. Resolução nº 166 de 31 de maio de 2000 (link: www.aneel.gov.br em 03/02/2007)
- [46] ANEEL. Resolução nº 290 de 3 de agosto de 2000 (link: www.aneel.gov.br em 05/02/2007)
- [47] ANEEL. Resolução nº 361 de 12 de setembro de 2000 (link: www.aneel.gov.br em 28/01/2007)
- [48] ANEEL. Resolução nº 433 de 10 de novembro de 2000 (link: www.aneel.gov.br em 02/02/2007)
- [49] ANEEL. Resolução nº 444 de 23 de novembro de 2000 (link: www.aneel.gov.br em 25/01/2007)

- [50] ANEEL. Resolução nº 456 de 29 de novembro de 2000 (link: www.aneel.gov.br em 31/01/2007)
- [51] ANEEL. Resolução nº 44 de 1 de fevereiro de 2001 (link: www.aneel.gov.br em 22/02/2007)
- [52] ANEEL. Resolução nº 45 de 1 de fevereiro de 2001 (link: www.aneel.gov.br em 22/02/2007)
- [53] ANEEL. Resolução nº 173 de 14 de maio de 2001 (link: www.aneel.gov.br em 23/02/2007)
- [54] ANEEL. Resolução nº 208 de 7 de junho de 2001 (link: www.aneel.gov.br em 07/02/2007)
- [55] ANEEL. Resolução nº 470 de 6 de novembro de 2001 (link: www.aneel.gov.br em 30/01/2007)
- [56] ANEEL. Resolução nº 102 de 1 de março de 2002 (link: www.aneel.gov.br em 24/01/2007)
- [57] ANEEL. Resolução nº 344 de 25 de junho de 2002 (link: www.aneel.gov.br em 08/02/2007)
- [58] ANEEL. Resolução nº 395 de 24 de julho de 2002 (link: www.aneel.gov.br em 15/02/2007)
- [59] ANEEL. Resolução nº 445 de 22 de agosto de 2002 (link: www.aneel.gov.br em 18/02/2007)
- [60] ANEEL. Resolução nº 446 de 22 de agosto de 2002 (link: www.aneel.gov.br em 07/02/2007)

- [61] ANEEL. Resolução nº 447 de 23 de agosto de 2002 (link: www.aneel.gov.br em 06/02/2007)
- [62] ANEEL. Resolução nº 40 de 30 de janeiro de 2003 (link: www.aneel.gov.br em 05/02/2007)
- [63] ANEEL. Resolução nº 91 de 28 de fevereiro de 2003 (link: www.aneel.gov.br em 12/02/2007)
- [64] ANEEL. Resolução nº 150 de 1 de abril de 2003 (link: www.aneel.gov.br em 13/02/2007)
- [65] ANEEL. Resolução nº 265 de 10 de junho de 2003 (link: www.aneel.gov.br em 23/02/2007)
- [66] ANEEL. Resolução nº 352 de 23 de julho de 2003 (link: www.aneel.gov.br em 21/02/2007)
- [67] ANEEL. Resolução nº 377 de 30 de julho de 2003 (link: www.aneel.gov.br em 04/02/2007)
- [68] ANEEL. Resolução nº 462 de 9 de setembro de 2003 (link: www.aneel.gov.br em 27/02/2007)
- [69] ANEEL. Resolução nº 577 de 28 de outubro de 2003 (link: www.aneel.gov.br em 08/02/2007)
- [70] ANEEL. Resolução nº 682 de 23 de dezembro de 2003 (link: www.aneel.gov.br em 16/02/2007)
- [71] ANEEL. Resolução nº 688 de 24 de dezembro de 2003 (link: www.aneel.gov.br em 11/02/2007)

- [72] ANEEL. Resolução nº 62 de 5 de maio de 2004 (link: www.aneel.gov.br em 19/02/2007)
- [73] ANEEL. Resolução nº 67 de 8 de junho de 2004 (link: www.aneel.gov.br em 25/02/2007)
- [74] ANEEL. Resolução nº 74 de 15 de julho de 2004 (link: www.aneel.gov.br em 19/02/2007)
- [75] ANEEL. Resolução nº 109 de 26 de outubro de 2004 (link: www.aneel.gov.br em 08/01/2007)
- [76] ANEEL. Resolução nº 127 de 10 de dezembro de 2004 (link: www.aneel.gov.br em 08/03/2007)
- [77] ANEEL. Resolução nº 145 de 1 de fevereiro de 2005 (link: www.aneel.gov.br em 25/02/2007)
- [78] ANEEL. Resolução nº 210 de 13 de fevereiro de 2006 (link: www.aneel.gov.br em 02/03/2007)
- [79] ANEEL. Resolução nº 223 de 20 de junho de 2006 (link: www.aneel.gov.br em 08/02/2007)
- [80] ANEEL. Resolução nº 247 de 21 de dezembro de 2006 (link: www.aneel.gov.br em 13/02/2007)
- [81] ANEEL. Resolução nº 248 de 23 de janeiro de 2007 (link: www.aneel.gov.br em 21/02/2007)
- [82] ANEEL. Resolução Autorizativa nº 787 de 23 de janeiro de 2007 (link: www.aneel.gov.br em 05/03/2007)

Sites da Internet

- [83] <http://www.ccee.org.br> (22/01/2007)
- [84] <http://www.grupozug.com.br> (18/01/2007)
- [85] <http://www.maxwell.lambda.ele.puc-rio.br> (22/01/2007)
- [86] <http://www.elektro.com.br> (22/01/2007)
- [87] <http://www.elonet.com.br> (08/02/2007)
- [88] ANEEL. Procedimentos de Distribuição (Minuta)
http://www.aneel.gov.br/visualizar_texto.cfm?idtxt=939 (06/05/2007)

ANEXO I

RDTD - Registrador Digital de Tarifação Diferenciada

Os RDTD (Figura 45) são associados a medidores de energia com emissor de pulsos (Wh/pulsos) e medidores de tensão (V2h) e corrente (I2h) com emissor de pulsos. Anteriormente, foram designados de MRMD – Medidor Registrador Memorizador Digital, mas foi abandonada esta denominação face a sua impropriedade, pois são apenas registradores e não medidores.

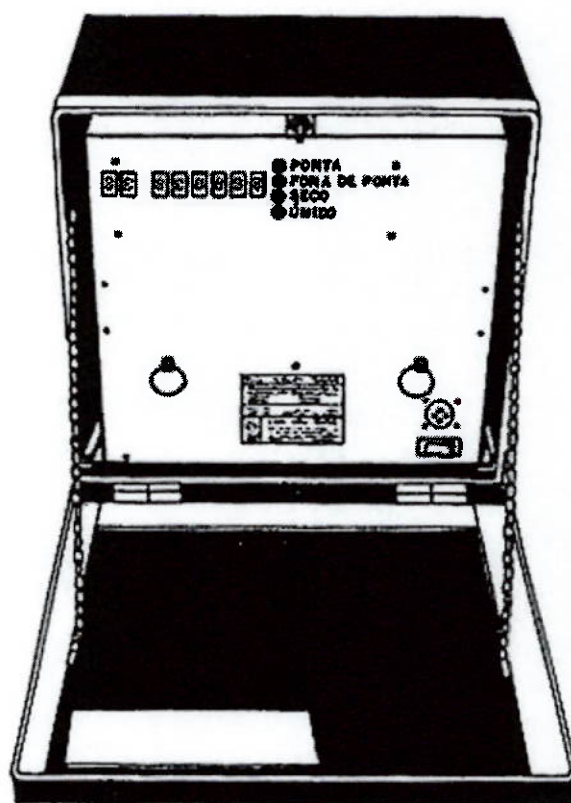


Figura 45– Registrador Digital para Tarifação Diferenciada (RDTD)

O RDTD é um equipamento eletrônico autônomo com capacidade de captar, registrar e manter disponíveis as informações necessárias para o acompanhamento do consumo de energia elétrica e possibilitar a aplicação de tarifas diferenciadas, conforme a Figura 46 a seguir:

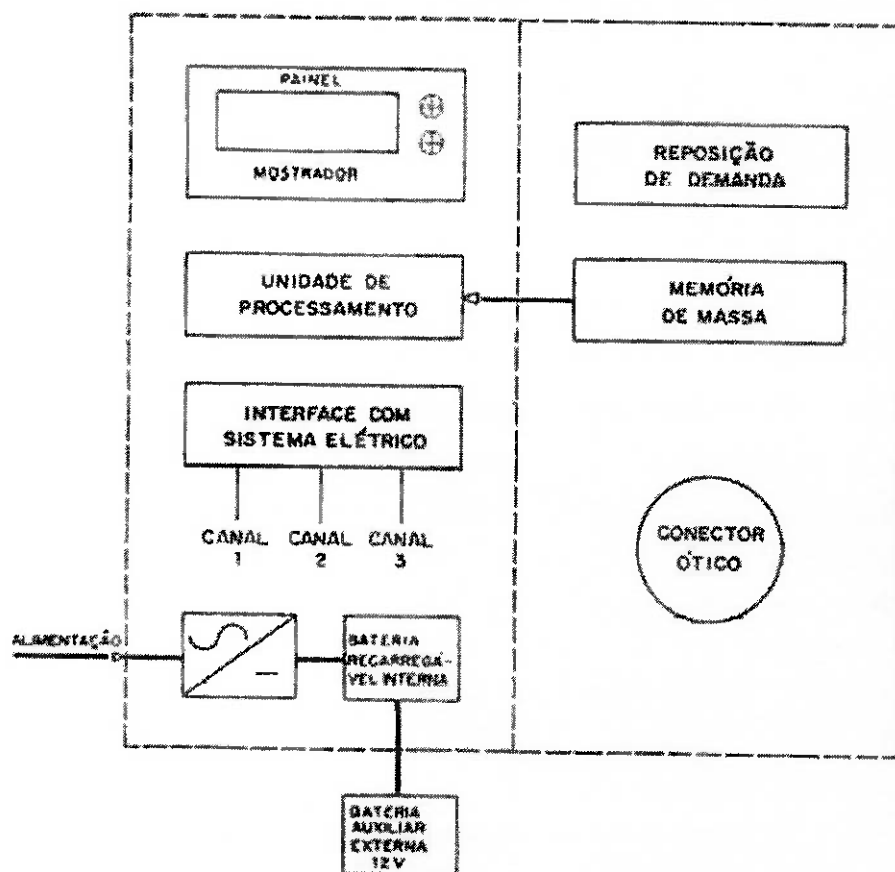


Figura 46: Composição do RDTD em Blocos

Uma importante modernização que o RDTD trouxe para a medição do suprimento de energia foi a integralização da demanda dos pontos de suprimento numa mesma base de tempo, ao utilizá-lo acoplado aos totalizadores de pulsos, permitindo o faturamento de demandas coincidentes integralizadas em 1 (uma) hora, ao invés do somatório de demandas integralizadas em 15 (quinze) minutos.

O RDTD utiliza um microprocessador alimentado por uma só fonte e tem a função de gerenciar as tarefas do sistema.

A base de tempo para o relógio do sistema (R) é formada pela rede (60 Hz) e, na sua ausência, por oscilador a cristal alimentado por bateria.

A unidade de processamento utiliza memória de programa em 8 kbytes de EPROM (Erasable Programmable Read-Only Memory) que contém o sistema operacional e 2 kbytes de RAM (Ready Access Memory) para o armazenamento de parâmetros, ocorrências, calendários e variáveis de uso geral.

O equipamento dispõe de uma memória de massa de estado sólido, de 64 kbytes de RAM, não volátil a bateria, capaz de armazenar as informações lidas durante uma operação de 37 dias, com intervalos de tempo de gravação de 5 minutos, lendo três canais a uma taxa de até 1.500 pulsos por canal, em cada intervalo de gravação.

Além dos dados recebidos por canal, na memória de massa é gravado:

- O número do RDTD.
- O número da versão de programa.
- O relatório de faltas de energia, tentativas de escritas e defeitos de memória.

A interface com o sistema elétrico no qual são feitas as medidas contém 3 canais de entrada e permite o uso de contatos secos ou de estado sólido. Está interconectada a uma régua de bornes padronizada para a entrada e saída de sinais de sincronismos e as saídas para o usuário indicativas da mudança dos segmentos horo-sazonais.

Ao longo do tempo os RDTD foram incorporando inovações tecnológicas, adaptando-se às exigências do mercado e mudando a denominação para:

- RDMT - Registrador Digital para Média Tensão (menor custo, sem memória massa).
- REP - Registrador Eletrônico Programável (saída serial cliente, memória de massa maior).
- REP-TD – Transdutor Digital (elimina necessidade de medidores com emissor de pulsos).

- MEMP – Medidor Eletrônico Memorizador Programável (incorpora funções avançadas).

Estes instrumentos registradores evoluíram ao estágio de medidores eletrônicos digitais, e continuam até hoje sendo utilizados pelas empresas brasileiras, principalmente no faturamento de consumidores.

ANEXO II

Principais características dos Medidores utilizados no Sistema de Medição para Faturamento

➤ Características Elétricas:

- ✓ Trifásico a dois elementos – 3 fios com I_n , V_n e 60Hz ou Trifásico a três elementos – quatro fios com I_n , V_n e 60 Hz;
- ✓ Possuir Declaração de Calibração;
- ✓ Classe de Exatidão 0,2 para todos os sentidos de fluxo de energia; (colocar n^{o25})
- ✓ Certificados de Conformidade do INMETRO;
- ✓ Medir Energia Ativa e Reativa bi-direcional (quatro quadrantes) (colocar n^{o*});
- ✓ Saída específica para as medições instantâneas (W, Var, V, I, f, F.P.);
- ✓ Armazenar dados com período de integração de 5 minutos durante 32 dias, no mínimo;

➤ Relógio/Calendário Interno:

- ✓ Possuir relógio e calendário interno
- ✓ Sincronismo do relógio efetuado externamente por uma central de aquisição de tempo ou GPS;

➤ Leitura dos Registros:

- ✓ Possuir mostrador digital com seis dígitos, no mínimo;
- ✓ Exibir ciclicamente as grandezas medidas em unidades de engenharia;
- ✓ Possuir interface serial óptica ou elétrica para a leitura das medidas e da memória de massa;

²⁵ A nova versão do Módulo 12 dos Procedimentos de Rede, aprovada pela ANEEL colocar n^o e data da resolução no mês de janeiro de 2007, prevê em seu sub-módulo 12.2 (que contém a especificação técnica do SMF), a possibilidade de utilização no SMF de medidores com 2 quadrantes, armazenando apenas energia ativa e reativa unidirecional, e medidores com classe de exatidão 0,5, para consumidores livres classe A3a (30 a 44 KV) e A4 (2,3 a 25 KV)

- ✓ Interface serial com acesso remoto para aquisição das leituras;
- ✓ Capacidade de registro das últimas 15 ocorrências após falta de alimentação com "*time stamp*";
- ✓ Registrar as 15 alterações de programação do medidor com "*time stamp*";

➤ Qualidade de Energia Elétrica:

- ✓ Medição de V_{rms}^{26} por fase;
- ✓ Medição de "*Sag*"²⁷ (Valor limite mínimo de tensão) por fase;
- ✓ Medição de "*Swell*"²⁸ (Valor limite máximo de tensão) por fase;
- ✓ Registro da duração do "*Sag*" por fase;
- ✓ Registro da duração do "*Swell*" por fase.

As informações de qualidade de energia não são utilizadas pela CCEE. Esta exigência foi inserida na especificação por solicitação do ONS, que necessita destas informações para verificação da qualidade do serviço prestado pelas concessionárias de energia elétrica. Esta verificação é feita através do estabelecimento de níveis máximo e mínimo de tensão de energia elétrica ("*Sag*" e "*Swell*"), bem como da definição dos limites de variação de tensão de curta tensão (VTCD).

²⁶ V_{rms} – Tensão Eficaz

²⁷ *Sag* – Queda de tensão temporária (curta duração)

²⁸ *Swell* – Elevação de tensão temporária (curta duração)

