

VISÃO GERAL DAS OPERAÇÕES NA CCEE

Versão 2010



Índice – CCEE

1. Introdução	4
2. O Modelo Operacional do Setor Elétrico Brasileiro	4
2.1. Histórico	4
2.2. Objetivos do Novo Modelo	10
2.3. Instituições do Setor Elétrico Brasileiro	11
3. Comercialização de Energia no Sistema Interligado Nacional	13
3.1. Ambientes de Comercialização de Energia	13
3.2. Ambiente de Contratação Regulada	15
3.3. Ambiente de Contratação Livre	16
4. CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica	17
4.1. Histórico	17
4.2. Os Agentes e a Participação na CCEE	17
4.3. O Papel da CCEE	19
4.4. Estrutura e Governança	20
4.5. Patrimônio e Custeio	21
5. Contabilização das Operações na CCEE	21
5.1. Visão Geral do Processo de Contabilização e Liquidação Financeira	21
5.2. Visão Geral das Regras de Comercialização	23
5.3. SCL - Sistema de Contabilização e Liquidação	25
5.4. SCDE - Sistema de Coleta de Dados de Energia	25
5.5. Etapas de Processamento da Contabilização	26
5.5.1. Preço de Liquidação das Diferenças	26
5.5.2. Geração e Consumo de Energia	30
5.5.3. Contratos	32
5.5.3.1. Contratos de Compra de Energia no Ambiente Livre	32
5.5.3.2. Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado	32
5.5.3.3. CCEAR por Quantidade	33
5.5.3.4. CCEAR por Disponibilidade	34
5.5.3.5. Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits (MCSD)	37
5.5.3.6. Contratos de Leilão de Ajuste	39
5.5.3.7. Contratos de Itaipu	40
5.5.3.8. Contratos do PROINFA	41
5.5.4. Garantia Física	42

5.5.5. Excedente Financeiro	52
5.5.6. Encargos de Serviços de Sistema	58
5.5.6.1. Restrições de Operação	59
5.5.6.2. Serviços Ancilares	60
5.5.6.3. Por Razão de Segurança Energética	61
5.5.6.4. Por Ultrapassagem da Curva de Aversão ao Risco	62
5.5.6.5. Totalização	63
5.5.7. Energia Incentivada e/ou Especial	65
5.5.8. Penalidades	70
5.5.8.1. Penalidades por Insuficiência de Energia	70
5.5.8.2. Penalidade por Insuficiência de Potência	73
5.5.8.3. Penalidade por Falta de Combustível	74
5.5.8.4. Penalidades de Medição	74
5.5.8.5. MCSD Ex-Post	75
5.5.9. Consolidação de Resultados	76
6. Liquidação Financeira	83
6.1. Garantias Financeiras	83
7. Energia de Reserva	86
7.1. Os Leilões de Energia de Reserva	86
7.2. Mecanismo de Contratação de Energia de Reserva	87
7.3. Apuração e Liquidação de Energia de Reserva	88
8. Procedimentos de Comercialização	90
9. Conflitos e Processos de Arbitragem	92
10. Divulgação de Resultados	93
11. Atendimento e Capacitação dos Agentes da CCEE	94

1. Introdução

O processo de reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro, promovido pela Lei nº 10.848/04, culminou em uma gama de mudanças e adaptações necessárias às Regras e Procedimentos de Comercialização, com o objetivo de possibilitar a operacionalização das atividades no âmbito da CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, sucessora do MAE – Mercado Atacadista de Energia Elétrica.

Este documento contém as principais informações acerca das atribuições da CCEE, contribuindo para a ampliação do entendimento das operações de comercialização de energia elétrica no atual modelo.

2. O Modelo Operacional do Setor Elétrico Brasileiro

2.1. Histórico

O setor elétrico brasileiro teve grande impulso na década de 70, a partir da publicação da Lei nº 5.655/71, que implantou o regime tarifário denominado “custo do serviço”, cujas premissas consistiam em estabelecer tarifas de energia elétrica que cobrissem os respectivos custos de geração, transmissão e distribuição, bem como uma remuneração garantida específica ao ano.

Entretanto, em função da disparidade entre os custos de geração e distribuição, muitas empresas do setor apresentavam balanços deficitários, levando o governo a adotar um mecanismo de equalização tarifária, através da publicação do Decreto-Lei nº 1.383/74, que determinava que empresas com lucro deveriam transferir recursos para aquelas que apresentavam prejuízos.

Até 1995, o Modelo do setor elétrico considerava empresas verticalizadas, predominantemente estatais, que abrangiam as atividades de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, sendo os recursos financeiros para construção de usinas, linhas de transmissão e sistemas de distribuição obtidos em função de financiamentos através de recursos públicos.

Nesse modelo, toda atividade relacionada à energia elétrica era um monopólio e, consequentemente, não existia competição, uma vez que todos os consumidores eram cativos¹ e o mercado era completamente regulado, incluindo tarifas para todos os segmentos.

Com o passar dos anos, o setor começou a apresentar sinais de estagnação, uma vez que os investimentos em expansão foram reduzidos drasticamente e, dessa forma, surgiu a preocupação em adotar medidas que viabilizassem o aumento de oferta de energia e a revitalização do setor elétrico brasileiro. Dessa forma, o

1 Consumidor Cativo - Consumidor que só pode comprar energia elétrica da concessionária ou permissionária que detém a concessão do serviço de distribuição de energia elétrica para a localidade na qual se encontra instalado, ficando submetido à tarifa e condições de fornecimento estabelecidas pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL.

governo federal publicou a Lei nº 8.631/93, que extinguiu a equalização tarifária vigente e criou os contratos de suprimento entre geradores e distribuidores, visando estancar as dificuldades financeiras das empresas na época, sendo essa ação considerada como marco inicial da reforma do Setor Elétrico Brasileiro.

A promulgação da Lei nº 9.074/95 trouxe estímulos à participação da iniciativa privada no setor de geração de energia elétrica com a criação da figura do Produtor Independente de Energia (PIE), sendo estabelecida a possibilidade de uma empresa privada produzir e comercializar energia elétrica, atividade que antes era prerrogativa exclusiva de concessionárias estatais de geração.

A referida lei também estabelece os primeiros passos rumo à competição na comercialização de energia elétrica, com a criação do conceito de Consumidor Livre², consumidor que, atendendo a requisitos estabelecidos na legislação vigente, tem liberdade de escolha de seu fornecedor de energia elétrica. Dessa forma, o mercado, que era totalmente regulado, possuindo apenas consumidores cativos, passou a considerar também a possibilidade de consumidores livres, que passaram a negociar livremente as cláusulas contratuais para o fornecimento de energia elétrica.

Em 1996, foi implantado o Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro (Projeto RE-SEB), coordenado pelo Ministério de Minas e Energia, contando com a participação de diversos técnicos brasileiros, bem como com a participação da empresa inglesa de consultoria Coopers & Lybrand.

Os trabalhos do Projeto RE-SEB definiram as bases conceituais que deveriam nortear o desenvolvimento do setor elétrico. As principais conclusões do projeto foram a necessidade de implementar a desverticalização das empresas de energia elétrica, ou seja, dividi-las nos segmentos de geração, transmissão e distribuição, incentivar a competição nos segmentos de geração e comercialização e manter sob regulação os setores de distribuição e transmissão de energia elétrica, considerados como monopólios naturais³.

Foi também identificada a necessidade de criação de um órgão regulador (a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL), de um operador para o sistema elétrico nacional (Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS) e de um ambiente para a realização das transações de compra e venda de energia elétrica (o Mercado Atacadista de Energia Elétrica – MAE), entidades constituídas por meio das Leis nº 9.427/96 e nº 9.648/98, dos Decretos nº 2.335/97 e nº 2.655/98 e da Resolução ANEEL nº 351/98.

2 Consumidor Livre - aquele que exerce a opção de compra de energia elétrica, conforme definido nos art. 15 e 16 da Lei nº 9.074/95 (definição conforme Decreto nº 5.163/04).

3 Monopólio Natural - a teoria econômica convencionou denominar monopólios naturais os setores nos quais uma única empresa provê o mercado a um menor custo do que qualquer outra situação, devido ao aproveitamento das economias de escala.

Concluído em agosto de 1998, o Projeto RE-SEB definiu o arcabouço conceitual e institucional do modelo a ser implantado no Setor Elétrico Brasileiro.

Em 2001, o setor elétrico sofreu uma grave crise de abastecimento que culminou em um plano de racionamento⁴ de energia elétrica. Esse acontecimento gerou uma série de questionamentos sobre os rumos que o setor elétrico estava trilhando. Visando adequar o modelo em implantação, foi instituído em 2002 o Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico, com a missão de encaminhar propostas de aperfeiçoamento do modelo vigente. Os trabalhos desse Comitê resultaram na publicação de três documentos denominados “Relatórios de Progresso”, que apresentavam as alterações que deveriam ser implementadas em diferentes segmentos do setor elétrico, visando seu aperfeiçoamento.

Durante os anos de 2003 e 2004, o Governo Federal lançou as bases de um novo modelo para o Setor Elétrico Brasileiro, sustentado pelas Leis nº 10.847/04, 10.848/04 e pelo Decreto nº 5.163/04.

Entre as principais mudanças institucionais implementadas nesse período, destacam-se a criação de uma instituição responsável pelo planejamento do setor elétrico a longo prazo (a Empresa de Pesquisa Energética – EPE), uma instituição com a função de avaliar permanentemente a segurança do suprimento de energia elétrica (o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE) e 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).

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

Uma alteração significativa está relacionada à forma de realização de leilões, que aboliu o critério de maior preço e passou a utilizar o critério de menor tarifa, colaborando para a modicidade tarifária⁵ ao consumidor cativo. Por fim, este modelo retomou a obrigatoriedade de todos os agentes apresentarem 100% de

4 Racionamento - período no qual vigorou a redução de consumo de energia elétrica imposta em função do Programa Emergencial de Redução do Consumo de Energia Elétrica (PERCEE), disciplinado pela Medida Provisória nº 2.198-5/01. O racionamento compreendeu o período de 1º de junho de 2001 a 28 de fevereiro de 2002, para os consumidores atendidos por meio dos Sistemas Interligados das regiões Sudeste, Centro-Oeste e Nordeste e 1º de julho de 2001 a 31 de dezembro de 2001 para os consumidores dos Estados do Pará e Tocantins atendidos pelo Sistema Interligado Norte.

5 Modicidade Tarifária – Critério para definir tarifas que sejam viáveis para o consumidor pagar e que sejam capazes de assegurar retorno satisfatório do investimento, realizado pelos agentes do setor elétrico, além de viabilizar a expansão da economia, qualidade de vida e desenvolvimento para a sociedade.

contratação, inclusive consumidores livres, havendo a possibilidade de aplicação de penalidades para quem não observe esse item.

A seguir são apresentados os papéis dos Agentes do Setor Elétrico Brasileiro, em conformidade com o Modelo vigente, implementado em 2004.

Geração

Os Agentes de Geração podem ser classificados em:

- Concessionários de Serviço Público de Geração: Agente titular de Serviço Público Federal delegado pelo Poder Concedente⁶ mediante licitação, na modalidade de concorrência, à pessoa jurídica ou consórcio de Empresas para exploração e prestação de serviços públicos de energia elétrica, nos termos da Lei nº 8.987/95.
- Produtores Independentes de Energia Elétrica - PIE: são Agentes individuais ou reunidos em consórcio que recebem concessão, permissão ou autorização do Poder Concedente para produzir energia elétrica destinada à comercialização por sua conta e risco.
- Autoprodutores - AP: são Agentes com concessão, permissão ou autorização para produzir energia elétrica destinada a seu uso exclusivo, podendo comercializar eventual excedente de energia, desde que autorizado pela ANEEL.

A atividade de geração de energia elétrica apresenta um caráter competitivo, sendo que todos os Agentes de Geração podem vender energia tanto no ACR como no ACL. Os geradores também possuem livre acesso aos sistemas de transmissão e distribuição de energia elétrica.

Transmissão

Tais Agentes são responsáveis por gerir as redes de transmissão, as quais consistem em vias de uso aberto, podendo ser utilizadas por qualquer outro agente,

6 Poder Concedente – cabe à União o poder para conceder, permitir e autorizar a expansão da oferta e serviços de energia elétrica, no uso da competência estabelecida pelo art. 21, inciso XII, alínea “b”, da Constituição Federal. Em conformidade com o disposto no inciso II do art. 3-A da Lei nº 9.427/96, incluído pelo art. 9º da Lei 10.848/04, a operacionalização do processo licitatório é delegada à ANEEL, sendo que a expedição de atos autorizativos pode ser delegada a esta Agência.

pagando tarifas pelo uso do sistema de transmissão (TUST) ⁷ ou de distribuição (TUSD) ⁸, conforme o caso.

A construção/operação de novas linhas de transmissão é objeto de leilões, nos quais os agentes oferecem o lance pelo menor custo para instalação e manutenção da linha, cooperando para a modicidade tarifária do setor. Após a construção da linha, cabe ao agente de transmissão mantê-la disponível para uso, sendo ressarcido para isto, independentemente da quantidade de energia transportada através da linha de transmissão.

Distribuição

Os Agentes de Distribuição realizam atividades orientadas a serviços de rede e de venda de energia aos consumidores com tarifas e condições de fornecimento reguladas pela ANEEL (Consumidores Cativos). Com o novo modelo, os distribuidores têm participação obrigatória no ACR, celebrando contratos de energia com preços resultantes de leilões.

Comercializadores

Os Agentes de Comercialização de energia elétrica compram energia através de contratos bilaterais no Ambiente Livre, podendo vender energia aos consumidores livres, no próprio ACL, ou aos distribuidores através dos leilões do ACR.

Importadores de Energia

São os Agentes do setor que detêm autorização do Poder Concedente para realizar importação de energia elétrica para abastecimento do mercado nacional.

Exportadores de Energia

São os Agentes do setor que detêm autorização do Poder Concedente para realizar exportação de energia elétrica para abastecimento de países vizinhos.

Consumidores Livres

São os consumidores que, atendendo aos requisitos da legislação vigente, podem escolher seu fornecedor de energia elétrica (agentes de geração e comercializadores) através de livre negociação.

7 As Tarifas de uso do sistema de transmissão - TUST referem-se ao pagamento do serviço de transporte de grandes quantidades de energia elétrica por longas distâncias que, no caso do Brasil, é feito utilizando-se de uma rede de linhas de transmissão e subestações em tensão igual ou superior a 230 kV, denominada Rede Básica. Qualquer agente do setor elétrico, que produza ou consuma energia elétrica tem direito ao uso da Rede Básica, uma vez atendidas certas exigências técnicas e legais.

8 As Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição – TUSD referem-se ao pagamento pelo uso do sistema de distribuição de energia elétrica de um agente de distribuição (linhas de transmissão com tensão inferior a 230 kV, estações transformadoras e redes de distribuição).

A **Tabela 1** resume as condições para que um consumidor de energia possa se tornar livre.

Tabela 1 - Critérios vigentes para se tornar Consumidor Livre

Demanda mínima	Tensão mínima de fornecimento	Data da ligação do consumidor
3 MW	Qualquer tensão	Após 07/07/1995
3 MW	69 kV	Até 07/07/1995

A partir de 1998, conforme regulamenta a Lei nº 9.427/98, parágrafo 5º, art. 26º, de 26 de dezembro de 1996, os consumidores com demanda mínima de 500 kW, por carga, atendidos em qualquer tensão de fornecimento, têm também o direito de adquirir energia de qualquer fornecedor, desde que a energia adquirida seja oriunda de Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs) ⁹ ou de fontes alternativas (eólica, biomassa ou solar).

A partir da Resolução Normativa nº 247/06, esses consumidores passaram a receber a designação de Consumidores Especiais, sendo também permitida a reunião de diversas cargas de modo a totalizar a demanda de 500 kW. Também foi definido que os consumidores especiais devem, obrigatoriamente, comprar energia exclusivamente de usinas com energia incentivada¹⁰.

Conforme disposto no inciso III do art. 2º do Decreto nº 5163/04, os consumidores livres e os consumidores especiais devem garantir o atendimento a 100% de seu consumo verificado, através de geração própria ou de contratos registrados na CCEE.

9 Pequenas Centrais Hidrelétricas - empreendimentos hidrelétricos com potência superior a 1.000 kW e igual ou inferior a 30.000 kW, com área total de reservatório igual ou inferior a 3,0 km².

10 Energia Incentivada - Energia produzida através de fontes alternativas (PCHs, eólica, biomassa, solar, etc.), cujo custo de produção tende a ser mais elevado, motivo pelo qual é concedido um desconto de 50% ou 100% no valor da TUSD ou TUST, a fim de viabilizar a competição com as demais fontes.

2.2. Objetivos do Novo Modelo

O modelo vigente do setor elétrico visa três objetivos principais:

- Garantir a segurança do suprimento de energia elétrica;
- Promover a modicidade tarifária;
- Promover a inserção social no Setor Elétrico Brasileiro, em particular pelos programas de universalização do atendimento.

O modelo prevê um conjunto de medidas a serem observadas pelos Agentes, como a exigência de contratação de totalidade da demanda por parte das distribuidoras e dos consumidores livres/especiais, nova metodologia de cálculo do lastro para venda de geração, contratação de usinas hidrelétricas¹¹ e termelétricas¹² em proporções que assegurem melhor equilíbrio entre garantia e custo de suprimento, bem como o monitoramento permanente da continuidade e da segurança de suprimento, visando detectar desequilíbrios conjunturais entre oferta e demanda.

Em termos de modicidade tarifária, o modelo prevê a compra de energia elétrica pelas distribuidoras no ambiente regulado através de leilões, pelo critério de menor tarifa, objetivando a redução do custo de aquisição da energia elétrica a ser repassada para a tarifa dos consumidores cativos.

A inserção social busca promover a universalização do acesso e do uso do serviço de energia elétrica¹³, criando condições para que os benefícios da eletricidade sejam disponibilizados aos cidadãos que ainda não contam com esse serviço, e garantir subsídio para os consumidores de baixa renda, de tal forma que estes possam arcar com os custos de seu consumo de energia elétrica. Para atingir tais metas, está prevista a utilização de recursos da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE)¹⁴.

11 Usina Hidrelétrica – instalação na qual a energia potencial da gravidade é transformada primeiramente em energia mecânica e depois em energia elétrica. Pode ou não ter reservatório de acumulação, dependendo da quantidade de água disponível ao longo do ano. Quando não possui reservatório ou este não é utilizado para acumulação ou regularização do fluxo, é chamada usina hidrelétrica a fio d'água.

12 Usina Termelétrica – instalação na qual a energia calorífica proveniente da queima de combustíveis, sejam estes fósseis, como o carvão, o óleo combustível e o gás natural, ou de outra fonte, como biomassa, é transformada em energia elétrica.

13 Universalização do Serviço Público de Energia Elétrica - buscar promover o fornecimento generalizado de energia elétrica, alcançando progressivamente o atendimento de consumidores impossibilitados de serem atendidos face à distância em que se encontram das redes existentes ou da dificuldade em arcar com tarifas normais de fornecimento.

14 Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) - a CDE, criada pela Lei nº 10.438/02, tem por objetivo promover o desenvolvimento energético dos estados e a competitividade da energia produzida a partir de fontes eólica, pequenas centrais hidrelétricas, biomassa, gás natural e carvão mineral nacional, e promover a universalização do serviço de energia elétrica em todo o território nacional.

2.3. Instituições do Setor Elétrico Brasileiro

Para garantir o funcionamento adequado do Setor Elétrico Brasileiro, o novo modelo implantou novas instituições e alterou funções de outras já existentes.

CNPE – Conselho Nacional de Política Energética

O CNPE é um órgão interministerial de assessoramento à Presidência da República, tendo como principais atribuições formular políticas e diretrizes de energia, assegurar o suprimento de insumos energéticos às áreas mais remotas ou de difícil acesso no país, rever periodicamente as matrizes energéticas aplicadas às diversas regiões do país, estabelecer diretrizes para programas específicos, como os de uso do gás natural, do álcool, de outras biomassas, do carvão e da energia termonuclear, além de estabelecer diretrizes para a importação e exportação de petróleo e gás natural.

MME – Ministério de Minas e Energia

O MME é o órgão do Governo Federal responsável pela condução das políticas energéticas do país. Suas principais obrigações incluem a formulação e implementação de políticas para o setor energético, de acordo com as diretrizes definidas pelo CNPE. O MME é responsável por estabelecer o planejamento do setor energético nacional, monitorar a segurança do suprimento do Setor Elétrico Brasileiro e definir ações preventivas para restauração da segurança de suprimento no caso de desequilíbrios conjunturais entre oferta e demanda de energia.

EPE – Empresa de Pesquisa Energética

Instituída pela Lei nº 10.847/04 e criada pelo Decreto nº 5.184/04, a EPE é uma empresa vinculada ao MME, cuja finalidade é prestar serviços na área de estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético.

Suas principais atribuições incluem a realização de estudos e projeções da matriz energética brasileira, execução de estudos que propiciem o planejamento integrado de recursos energéticos, desenvolvimento de estudos que propiciem o planejamento de expansão da geração e da transmissão de energia elétrica de curto, médio e longo prazo, realização de análises de viabilidade técnico-econômica e sócio-ambiental de usinas, bem como a obtenção da licença ambiental prévia para aproveitamentos hidrelétricos e de transmissão de energia elétrica.

CMSE – Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico

O CMSE é um órgão criado no âmbito do MME, sob sua coordenação direta, com a função de acompanhar e avaliar a continuidade e a segurança do suprimento elétrico em todo o território nacional.

Suas principais atribuições incluem: acompanhar o desenvolvimento das atividades de geração, transmissão, distribuição, comercialização, importação e exportação de energia elétrica; avaliar as condições de abastecimento e de atendimento; realizar periodicamente a análise integrada de segurança de abastecimento e de

atendimento; identificar dificuldades e obstáculos que afetem a regularidade e a segurança de abastecimento e expansão do setor e elaborar propostas para ajustes e ações preventivas que possam restaurar a segurança no abastecimento e no atendimento elétrico.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica

A ANEEL foi instituída pela Lei nº 9.247/96 e constituída pelo Decreto nº 2.335/97, com as atribuições de regular e fiscalizar a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, zelando pela qualidade dos serviços prestados, pela universalização do atendimento e pelo estabelecimento das tarifas para os consumidores finais, preservando a viabilidade econômica e financeira dos Agentes e da indústria. As alterações promovidas em 2004 pelo modelo vigente do setor estabeleceram como responsabilidade da ANEEL, direta ou indiretamente, a promoção de licitações na modalidade de leilão, para a contratação de energia elétrica pelos Agentes de Distribuição do Sistema Interligado Nacional (SIN) ¹⁵.

ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico

O ONS foi criado pela Lei nº 9.648/98, e regulamentado pelo Decreto nº 2.655/98, com as alterações do Decreto nº 5.081/04, para operar, supervisionar e controlar a geração de energia elétrica no SIN, e administrar a rede básica¹⁶ de transmissão de energia elétrica no Brasil, com o objetivo principal de atender os requisitos de carga, otimizar custos e garantir a confiabilidade do sistema, definindo ainda, as condições de acesso à malha de transmissão em alta-tensão do país. As alterações implantadas a partir de 2004 trouxeram maior independência à governança do ONS, através da garantia de estabilidade do mandato de sua diretoria.

CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica

A CCEE, instituída pela Lei nº 10.848/04 e criada pelo Decreto nº 5.177/04, absorveu as funções e estruturas organizacionais e operacionais do MAE. Entre suas principais obrigações estão: a apuração do Preço de Liquidação de Diferenças (PLD) ¹⁷, utilizado para valorar as transações realizadas no mercado de curto prazo; a realização da contabilização dos montantes de energia elétrica comercializados; a liquidação financeira dos valores decorrentes das operações de compra e venda de

15 **Sistema Interligado Nacional (SIN)** – instalações responsáveis pelo suprimento de energia elétrica a todas as regiões eletricamente interligadas do país. Apenas cerca de 2% da capacidade de produção de eletricidade do país encontra-se fora do SIN, em pequenos sistemas isolados localizados principalmente na região amazônica.

16 **Rede Básica** – sistema elétrico interligado constituído pelas linhas de transmissão, barramentos, transformadores de potência e equipamentos com tensão igual ou superior a 230 kV, ou instalações em tensão inferior, quando especificamente definidas pela ANEEL.

17 **Preço de Liquidação de Diferenças (PLD)** - preço a ser divulgado pela CCEE, calculado antecipadamente, com periodicidade máxima semanal e com base no custo marginal de operação, limitado por preços mínimo e máximo, vigente para cada Período de Apuração e para cada Submercado, pelo qual é valorada a energia comercializada no Mercado de Curto Prazo.

energia elétrica realizadas no mercado de curto prazo e a realização de leilões de compra e venda de energia no ACR por delegação da ANEEL.

A Figura 1 apresenta um diagrama com as instituições que atuam no Setor Elétrico Brasileiro.



Figura 1 - Instituições do Setor Elétrico Brasileiro

3. Comercialização de Energia no Sistema Interligado Nacional

3.1. Ambientes de Comercialização de Energia

O modelo vigente do setor elétrico prevê que a comercialização de energia elétrica pode ser realizada em dois ambientes de mercado:

- Ambiente de Contratação Regulada – ACR;
- Ambiente de Contratação Livre – ACL.

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 vendedores¹⁸ e distribuidores que participam dos leilões de compra e venda de energia elétrica.

¹⁸ **Agente Vendedor** - Agente de Geração, Agente de Comercialização ou Agente de Importação, que seja habilitado em documento específico para este fim.

Já no ACL há a livre negociação entre os Agentes geradores, comercializadores, consumidores livres/especiais, importadores e exportadores de energia, sendo os acordos de compra e venda de energia pactuados através de Contratos de Compra de Energia no Ambiente Livre (CCEAL)¹⁹.

Uma visão geral da comercialização de energia, envolvendo os dois ambientes de contratação, é apresentada na Figura 2.



Figura 2 - Visão Geral da Comercialização de Energia

Os Agentes de Geração, sejam concessionários de serviço público de geração, produtores independentes de energia ou autoprodutores, assim como os comercializadores, podem vender energia elétrica nos dois ambientes, mantendo o caráter competitivo da geração.

Tanto os contratos do ACR como os do ACL são registrados na CCEE e servem de base para a contabilização e liquidação das diferenças no mercado de curto prazo. Os montantes totais contratados são liquidados bilateralmente pelos Agentes, fora do ambiente de operações da CCEE e de acordo com condições contratuais específicas.

Conforme disposto no inciso I do art. 2º do Decreto nº 5.163/04, os Agentes vendedores devem apresentar cem por cento de lastro para venda de energia e

19 Contrato de Compra de Energia no Ambiente Livre – são contratos de compra e venda de energia, negociados livremente entre duas partes e firmados entre os Agentes, sem a participação da ANEEL ou da CCEE. Esses contratos são registrados na CCEE, sendo que o processo de registro consiste na informação dos montantes contratados e dos prazos envolvidos, não havendo necessidade de informar os preços acordados. Os contratos são registrados pelos Agentes Vendedores e validados pelos Agentes Compradores, para que sejam utilizados no processo de Contabilização e Liquidação Financeira. A definição CCEAL passou a ser adotada a partir da Resolução Normativa ANEEL nº 323/08.

potência, constituído pela garantia física²⁰ proporcionada por empreendimentos de geração próprios ou de terceiros, neste caso, mediante contratos de compra de energia ou de potência. A inexistência do referido lastro será passível de penalidades²¹ definidas em Regras²² e Procedimentos de Comercialização²³ específicos.

Os Agentes de Distribuição e os Consumidores Livres/Especiais também devem apresentar cem por cento de cobertura contratual para o atendimento de seu mercado e consumo, estando sujeitos a penalidades caso não comprovem a existência dessa cobertura junto à CCEE. Conforme disposto no parágrafo II do art. 3º do Decreto nº 5.163/04, os distribuidores e consumidores livres/especiais deverão garantir o atendimento a cem por cento de suas respectivas potências a partir de 2010.

3.2. Ambiente de Contratação Regulada

Participam do ACR os Agentes Vendedores e Agentes de Distribuição de energia elétrica. Para garantir o atendimento aos seus mercados, os Agentes de Distribuição podem adquirir energia das seguintes formas, de acordo com o art. 13 do Decreto nº 5.163/04:

- Leilões de compra de energia elétrica proveniente de empreendimentos de geração existentes e de novos empreendimentos de geração.
- Geração distribuída²⁴, desde que a contratação seja precedida de chamada pública realizada pelo próprio Agente de Distribuição, contratação esta limitada ao montante de 10% (dez por cento) do mercado do distribuidor.
- Usinas que produzem energia elétrica a partir de fontes eólicas, pequenas centrais hidrelétricas e biomassa, contratadas na primeira etapa do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA²⁵.

20 **Garantia Física** - é a quantidade máxima de energia que as usinas hidrelétricas, termelétricas e projetos de importação de energia podem comercializar, conforme estabelecido na Lei nº 10.848/04 e regulamentada pelo art. 2º do Decreto nº 5.163/04.

21 **Penalidades** – sanções definidas ou aprovadas pela ANEEL, aplicáveis em caso de inobservância ou descumprimento do disposto na Convenção de Comercialização ou nas Regras e Procedimentos de Comercialização.

22 **Regras de Comercialização** – conjunto de regras operacionais e comerciais e suas formulações algébricas definidas pela ANEEL, aplicáveis à comercialização de energia elétrica na CCEE.

23 **Procedimentos de Comercialização** – conjunto de normas aprovadas pela ANEEL que definem condições, requisitos, eventos e prazos relativos à comercialização de energia elétrica na CCEE.

24 **Geração Distribuída** – produção de energia elétrica proveniente de empreendimentos de agentes concessionários, permissionários ou autorizados, conectados diretamente no sistema elétrico de distribuição do comprador, excetuando usinas hidrelétricas com potência instalada acima de 30 MW e usinas termelétricas, inclusive de cogeração, com eficiência energética inferior a 75%.

25 **PROINFA** – programa criado pela Lei nº 10.438/02, revisado pela Lei nº 10.762/03, que tem por objetivo a diversificação da matriz energética nacional através da contratação de 3.300 MW de

- Itaipu Binacional, no caso de agentes de distribuição cuja área de concessão esteja localizada nas regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste.

Adicionalmente, conforme descrito no mesmo artigo do Decreto nº 5.163/2004, os contratos firmados pelos Agentes de Distribuição até 16/03/2004 também são considerados como energia contratada para atendimento à totalidade de seus respectivos mercados.

3.3. Ambiente de Contratação Livre

No ACL, participam Agentes de geração, comercializadores, importadores e exportadores de energia elétrica, além dos consumidores livres e especiais. Neste ambiente, há liberdade para se estabelecer volumes de compra e venda de energia e seus respectivos preços, sendo as transações pactuadas através de Contratos de Compra de Energia no Ambiente Livre.

Os consumidores que optem por tornarem-se livres, realizando a compra de energia através de contratos no ACL, devem ser Agentes da CCEE e estão sujeitos ao pagamento de todos os encargos, taxas e contribuições setoriais previstas na legislação. Conforme descrito no parágrafo 2º do art. 49 do decreto nº 5.163/04, esses consumidores podem manter parte da aquisição de sua energia de forma regulada junto à concessionária de distribuição, constituindo assim um consumidor parcialmente livre.

Caso o consumidor livre queira retornar à condição de cativo, deve informar essa decisão à concessionária de distribuição local com um prazo mínimo de cinco anos, sendo que esse prazo pode ser reduzido mediante acordo entre as partes.

No caso de consumidor especial, que optou por adquirir parte ou a totalidade do respectivo consumo de energia por meio da comercialização de energia incentivada, poderá voltar a ser atendido plenamente pela respectiva concessionária ou permissionária de distribuição, desde que manifeste formalmente essa opção com antecedência de 180 (cento e oitenta) dias, em relação à data do início do fornecimento, sendo que esse prazo pode ser reduzido a critério da concessionária ou permissionária de distribuição, como disposto no § 1º, art. 5, da Resolução ANEEL nº 247/06.

4. CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica

4.1. Histórico

Através da Lei nº 9.648/98 e do Decreto nº 2.655/98, foi criado o Mercado Atacadista de Energia Elétrica - MAE, ambiente virtual, sem personalidade jurídica. O MAE foi instituído pela assinatura de um contrato de adesão multilateral de todos os Agentes (Acordo de Mercado), como um mercado auto-regulado, com a finalidade de viabilizar as transações de energia elétrica por meio de Contratos Bilaterais e do Mercado de Curto Prazo (Mercado "Spot"), entre as empresas que executam os serviços de energia elétrica no SIN - Sistema Interligado Nacional.

Com o objetivo de administrar esse mercado, foi criada a Administradora de Serviços do Mercado Atacadista de Energia Elétrica - ASMAE, sociedade civil de direito privado, braço operacional do MAE e empresa autorizada da ANEEL.

Quando da crise energética vivida no ano de 2001, o Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico Brasileiro, com o intuito de aprimorar o modelo de governança/gestão adotado e possibilitar um ambiente estruturado de mediação dos diversos interesses no setor elétrico, propôs no Relatório de Progresso nº 1 a reestruturação do Mercado Atacadista, consolidada através da Lei nº 10.433/02, transformando a instituição ASMAE em pessoa jurídica de direito privado, autorizada e regulada pela ANEEL, com a denominação MAE.

Em 2004, com a implantação do Novo Modelo do Setor Elétrico, através da Lei nº 10.848/04, foi autorizada a criação da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE, como sucessora do MAE, regulamentada pelo Decreto nº 5.177/04, sendo uma organização civil, de direito privado, sem fins lucrativos, congregando Agentes das categorias de Geração, Distribuição e Comercialização de energia elétrica.

A CCEE tem por finalidade viabilizar a comercialização de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional nos Ambientes de Contratação Regulada e Livre, além de efetuar a contabilização e a liquidação financeira das operações realizadas no mercado de curto prazo, as quais são auditadas externamente, nos termos da Resolução Normativa ANEEL nº 109/04, (Convenção de Comercialização de Energia Elétrica), atualizada pela Resolução Normativa ANEEL nº 348/09. As Regras e os Procedimentos de Comercialização que regulam as atividades realizadas na CCEE são aprovados pela ANEEL.

4.2. Os Agentes e a Participação na CCEE

São associados da CCEE todos os Agentes com participação obrigatória e facultativa previstos na Convenção de Comercialização de Energia Elétrica e que tenham seus pedidos de adesão deferidos pelo Conselho de Administração da CCEE.

Os Agentes da CCEE dividem-se nas Categorias de Geração, de Distribuição e de Comercialização, conforme definido na Convenção, integradas cada qual pelas seguintes classes:

I – Categoria de Geração: classe dos Agentes Geradores de Serviço Público, dos Agentes Produtores Independentes e dos Agentes Autoprodutores;

II – Categoria de Distribuição: classe dos Agentes Distribuidores; e

III – Categoria de Comercialização: classe dos Agentes Importadores e Exportadores, dos Agentes Comercializadores, dos Agentes Consumidores Livres e dos Agentes Consumidores Especiais.

São Agentes com participação obrigatória na CCEE:

- Os concessionários, permissionários ou autorizados de geração que possuam central geradora com capacidade instalada igual ou superior a 50 MW;
- Os autorizados para importação ou exportação de energia elétrica com intercâmbio igual ou superior a 50 MW;
- Os Agentes de Geração comprometidos com CCEAR e com Contrato de Energia de Reserva – CER;
- Os concessionários, permissionários ou autorizados de serviços e instalações de distribuição de energia elétrica cujo volume comercializado seja igual ou superior a 500 GWh/ano, referido ao ano anterior;
- Os concessionários, permissionários ou autorizados de serviços e instalações de distribuição de energia elétrica cujo volume comercializado seja inferior a 500 GWh/ano, referido ao ano anterior, quando não adquirirem a totalidade da energia de supridor com tarifa regulada;
- Os autorizados de comercialização de energia elétrica, cujo volume comercializado seja igual ou superior a 500 GWh/ano, referido ao ano anterior;
- Os Consumidores Livres e os Consumidores Especiais.

É facultativa a participação na CCEE dos titulares de autorização para autoprodução com central geradora de capacidade instalada igual ou superior a 50 MW, desde que suas instalações de geração estejam diretamente conectadas às instalações de consumo, não sejam despachadas de forma centralizada pelo ONS e não comercializem excedentes de energia elétrica.

Os detentores de concessão, permissão, autorização ou registro de geração, com central geradora com capacidade instalada inferior a 50 MW, exceto os agentes referidos no inciso VII do § 1º da Convenção de Comercialização, podem optar por ser agentes da CCEE ou serem representados por outro agente da CCEE.

Também são Agentes com participação facultativa na CCEE os demais concessionários, permissionários, autorizados ou detentores de registro de geração, de importação, de exportação, de distribuição e de comercialização, conforme o caso, não discriminados no art. 11 do § 1º da Convenção de Comercialização.

4.3. O Papel da CCEE

De acordo com o Decreto nº 5.177/04, no qual é autorizada a criação da CCEE, e a Resolução Normativa ANEEL nº 109/04, que instituiu a Convenção de Comercialização de Energia Elétrica (atualizada pela Resolução Normativa ANEEL nº 348/09), a entidade tem como principais responsabilidades:

- Promover leilões de compra e venda de energia elétrica, por delegação da ANEEL;
- Manter o registro de todos os contratos celebrados no âmbito do ACR e do ACL, incluindo os respectivos montantes de potência e energia, e suas alterações;
- Promover a Medição e o registro de dados relativos às operações de compra e venda e outros dados inerentes aos serviços de energia elétrica;
- Apurar o PLD por submercado;
- Efetuar a Contabilização dos montantes de energia elétrica comercializados e a Liquidação Financeira dos valores decorrentes das operações de compra e venda de energia elétrica realizadas no Mercado de Curto Prazo;
- Apurar o descumprimento de limites de contratação de energia elétrica e outras infrações e, quando for o caso, por delegação da ANEEL, nos termos da Convenção, aplicar as respectivas penalidades;
- Apurar os montantes e promover as ações necessárias para a realização do depósito, da custódia e da execução de Garantias Financeiras relativas às Liquidações Financeiras do Mercado de Curto Prazo, nos termos da Convenção;
- Apurar os valores a liquidar das Cessões provenientes do processamento do MCSD;
- Efetuar a Liquidação Financeira das Cessões provenientes do processamento do MCSD;
- Efetuar a liquidação financeira dos montantes de energia elétrica contratados nos Leilões de Energia de Reserva;
- Estruturar e gerir o Contrato de Energia de Reserva - CER, o Contrato de Uso da Energia de Reserva - CONUER e a Conta de Energia de Reserva - CONER, conforme disciplinado em regulamento da ANEEL;

- Constituir fundo de reserva, com recursos provenientes da CONER, com o objetivo de garantir o pagamento aos agentes de geração vendedores nos Leilões de Energia de Reserva;
- Proceder à apuração das componentes da receita de venda relativas aos CCEAR por disponibilidade;
- Apurar valor da parcela variável dos CCEAR por disponibilidade;
- Recolher as penalidades aplicadas;
- Recolher o Encargo de Energia de Reserva - EER.

4.4. Estrutura e Governança

A estrutura e governança da CCEE incluem no primeiro nível hierárquico a Assembléia Geral, formada por todos os Agentes das categorias Geração, Distribuição e Comercialização, que detêm número de votos calculados de acordo com critérios definidos na Convenção de Comercialização e nas Regras de Comercialização.

O Conselho de Administração da CCEE é um órgão colegiado constituído por cinco executivos eleitos pela Assembléia Geral, com mandato de quatro anos, sendo permitida uma única recondução. Esses executivos atuam de forma a promover a defesa dos interesses da CCEE e de seus agentes, independentemente da origem de sua indicação.

A indicação dos conselheiros ocorre conforme a seguinte regra:

- Um conselheiro indicado pelo Ministério de Minas e Energia – MME, que é o Presidente do Conselho de Administração;
- Um conselheiro indicado pela Categoria Geração;
- Um conselheiro indicado pela Categoria Distribuição;
- Um conselheiro indicado pela Categoria Comercialização;
- Um conselheiro indicado pelos Agentes em conjunto.

A Superintendência é o órgão executivo da CCEE, dirigida por um Superintendente eleito pelo Conselho de Administração. À Superintendência cabe assegurar o funcionamento regular da CCEE, zelando pela observância da lei, da Convenção, das Regras e dos Procedimentos de Comercialização e do Estatuto Social da CCEE, bem como pelo cumprimento das deliberações tomadas pela Assembléia Geral e pelo Conselho.

O Conselho Fiscal é um órgão colegiado, constituído por três membros titulares e três suplentes, com mandato de dois anos, eleitos pela Assembléia Geral, permitida

apenas uma recondução. Tem, dentre suas atribuições, fiscalizar os atos da administração, verificando o cumprimento de seus deveres legais e estatutários.

4.5. Patrimônio e Custeio

Conforme disciplina o art. 11 do Decreto nº 5.177/04, o patrimônio da CCEE é constituído por contribuições dos Agentes da CCEE, eventuais subvenções e doações, receitas resultantes de ressarcimento de custos e despesas, recebimento de emolumentos, aplicação dos recursos sociais, e pelos bens móveis e imóveis, títulos, valores e direitos pertencentes ou que venham a pertencer à CCEE.

Com relação ao custeio, a CCEE, como organização civil, de direito privado e sem fins lucrativos, tem seus custos totais, incluindo os operacionais e de investimento decorrentes de atividades realizadas para seu funcionamento, rateados entre todos os Agentes, proporcionalmente aos votos atribuídos nos termos do art. 26 da Convenção de Comercialização.

A contribuição de cada Agente é calculada mensalmente, de acordo com uma composição de duas parcelas de direito a votos na Assembléia Geral: a parcela fixa, que consiste em um total de 5.000 votos distribuídos igualitariamente entre todos os Agentes e a parcela proporcional, que consiste em um total de 95.000 votos distribuídos de acordo com a energia comercializada por Agente. Desta forma, respondem por uma parcela maior da contribuição total os Agentes que comercializem maiores montantes de energia.

5. Contabilização das Operações na CCEE

5.1. Visão Geral do Processo de Contabilização e Liquidação Financeira

As relações comerciais entre os Agentes participantes da CCEE são regidas por contratos de compra e venda de energia, sendo que a liquidação financeira destes contratos é realizada diretamente entre as partes contratantes, por meio de condições livremente negociadas.

Todos os contratos celebrados entre os Agentes no âmbito do Sistema Interligado Nacional 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 medições verificadas de geração e consumo de energia são registrados na CCEE pelos Agentes ou coletados diretamente através do Sistema de Coleta de Dados de Energia - SCDE²⁶.

26 Sistema de Coleta de Dados de Energia (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 Sistema Interligado Nacional (SIN).

Considerando-se os contratos e os dados de medição registrados, a CCEE contabiliza as diferenças entre o que foi produzido ou consumido e o que foi contratado; as diferenças positivas ou negativas são liquidadas ao Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), determinado semanalmente para cada patamar de carga²⁷ e para cada submercado, tendo como base o Custo Marginal de Operação do sistema²⁸, limitado por um preço mínimo e por um preço máximo.

Com base nessas duas informações (montantes contratados e montantes medidos), é realizada a contabilização e 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 3.

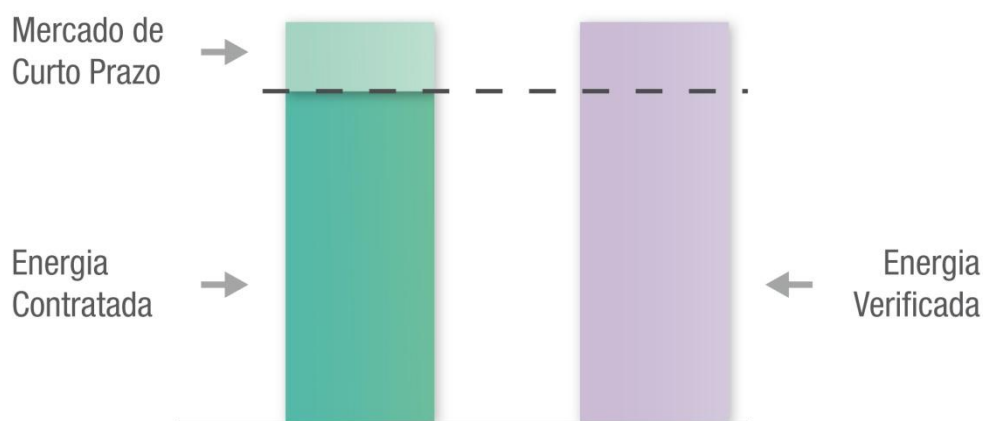


Figura 3 - Energia Comercializada no Mercado de Curto Prazo

A Figura 4 apresenta uma visão simplificada dos dados e processos envolvidos na contabilização da CCEE, desde o registro dos dados de medição e contratos, até a obtenção da chamada pré-fatura, compreendendo três etapas principais: Processamento dos Dados de Entrada, Processamento Intermediário e Processamento Final da Contabilização.

Nas seções a seguir, são apresentados os processos envolvidos em cada etapa da contabilização.

27 Patamar de carga – período compreendendo determinado número de horas e caracterizado pela ocorrência de valores similares de carga do sistema elétrico. Para cálculo do PLD foram definidos 3 Patamares de Carga (Leve, Média e Pesada) pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), que é o Agente responsável pela coordenação e controle da operação do SIN.

28 Custo Marginal de Operação do Sistema – custo para se produzir o próximo MWh necessário ao sistema elétrico.

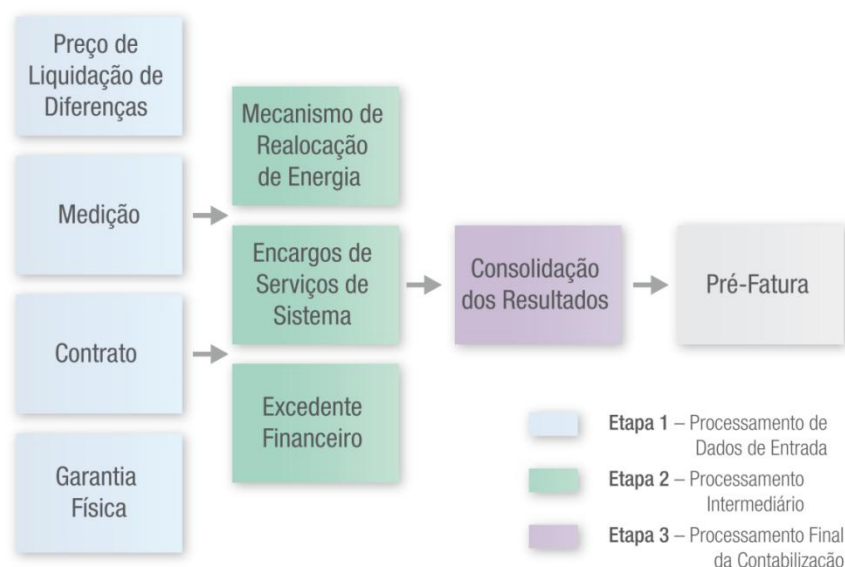


Figura 4 - Fluxo da Contabilização

5.2. Visão Geral das Regras de Comercialização

As operações na CCEE são regidas por um conjunto de Regras de Comercialização, complementares e integrantes à Convenção de Comercialização que, associadas aos seus respectivos Procedimentos, estabelecem as bases necessárias para o processo de Contabilização e Liquidação Financeira²⁹.

As Regras de Comercialização são um conjunto de formulações algébricas que estabelecem todos os relacionamentos entre as variáveis do processo de comercialização da energia na CCEE. As Regras determinam as sequências dos 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.

Com base na Resolução Normativa ANEEL nº 109/04 e na Resolução Normativa ANEEL nº 348/09, compete à ANEEL a aprovação das Regras de Comercialização, sendo de competência da CCEE a proposição, implementação e divulgação de tais Regras, assegurando o seu cumprimento pelos Agentes. Todas as Regras de Comercialização utilizadas nas operações no âmbito da CCEE são disponibilizadas aos Agentes e ao público em geral por meio do site institucional da CCEE.

As Regras de Comercialização são estruturadas através de uma divisão em Famílias e seus respectivos Módulos, conforme ilustrado na Figura 5.

²⁹ **Processo de Contabilização e Liquidação Financeira** – conjunto de operações envolvendo a medição, o registro de todos os contratos de compra e venda de energia elétrica, inclusive dos CCEARs, os montantes objetos da Contabilização, a Liquidação Financeira, incluindo o gerenciamento das transferências financeiras entre os Agentes da CCEE e o universo de programas e métodos utilizados.

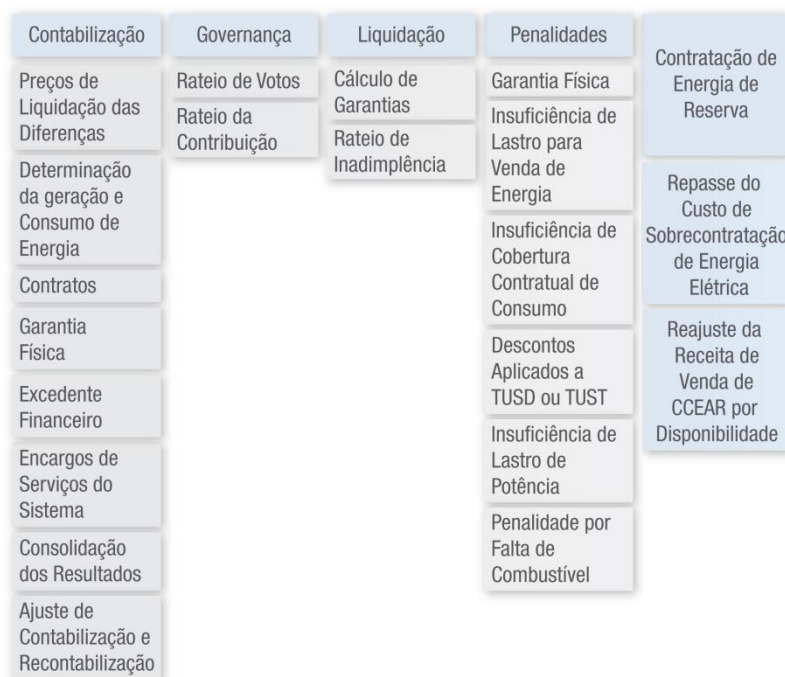


Figura 5 - Famílias de Regras

A Família principal das Regras é a Contabilização, que é dividida em módulos que detalham os cálculos necessários para apuração dos pagamentos e recebimentos dos Agentes pela comercialização de energia no mercado de curto prazo.

A Família Governança define as regras para o cálculo dos votos de cada Agente na Assembléia Geral da CCEE e o cálculo das contribuições mensais a serem pagas pelos Agentes à CCEE.

A Família Liquidação Financeira apresenta as regras para o cálculo das Garantias Financeiras a serem aportadas pelos Agentes para assegurar os pagamentos do processo de liquidação financeira. Além disso, apresenta as regras para o rateio de uma eventual inadimplência no mercado de curto prazo.

A Família Penalidades estabelece as regras para a apuração das penalidades definidas no art. 2 do Decreto nº 5.163/04.

A Família Reajuste da Receita de Venda de CCEAR por Disponibilidade estabelece as regras para os cálculos da Receita de Venda do gerador, composta pela Receita Fixa e pela Parcela Variável, das Usinas Termelétricas – UTEs comprometidas com Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado – CCEARs dos leilões de energia nova, na modalidade por disponibilidade.

A Família Repasse do Custo de Sobrecontratação de Energia Elétrica estabelece as regras para cálculo das variáveis utilizadas pela ANEEL no processo de reajuste anual tarifário dos Agentes da categoria de Distribuição.

5.3. SCL - Sistema de Contabilização e Liquidação

Os contratos de compra e venda de energia elétrica, bem como os dados de medição dos pontos de consumo e geração, são registrados na CCEE pelos Agentes no Sistema de Contabilização e Liquidação (SCL), disponível para acesso no site institucional da CCEE. No caso do agente estar integrado ao SCDE, os dados referentes à medição do agente, coletados automaticamente, são transferidos para o SCL, viabilizando o processo de contabilização e liquidação.

O SCL é o sistema que efetua todos os cálculos previstos nas Regras de Comercialização, permitindo à CCEE contabilizar mensalmente as diferenças entre os montantes de energia produzidos ou consumidos e os montantes contratados.

É também por meio do SCL que são disponibilizados relatórios contendo os resultados das operações de cada Agente na CCEE. A Figura 6 ilustra, de forma resumida, o fluxo de entrada, processamento e disponibilização de informações aos Agentes referentes ao processo de Contabilização e Liquidação.

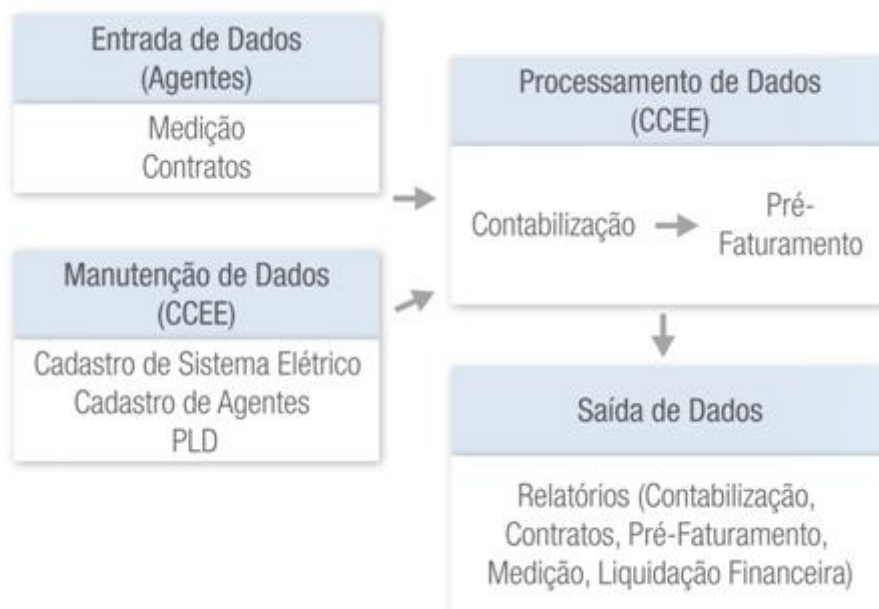


Figura 6 - Estrutura de Entrada e Processamento das Operações no SCL

O ambiente da Internet utilizado pelos Agentes da CCEE conta com uma solução de arquitetura tecnológica, desenvolvida com base nas melhores práticas de Segurança em Sistemas, de forma a garantir a confiabilidade e a segurança no acesso ao SCL.

5.4. SCDE - Sistema de Coleta de Dados de Energia

O Sistema de Coleta de Dados de Energia (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 Sistema Interligado Nacional (SIN). O SCDE é acessado pela Internet, sendo que os dados de geração e consumo dos

Agentes são coletados via telemedição para posterior utilização no 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 que seu Sistema de Medição de Faturamento de Energia esteja adequado às especificações técnicas disponíveis aos Agentes no site institucional da CCEE. Após tal adequação, os Agentes devem efetuar o cadastro de seus pontos de medição físicos no SCDE, para que seja realizada a coleta de dados diários de geração e consumo.

Existem duas formas de coleta dos dados de medição que podem ser escolhidas e instaladas pelos agentes de acordo com suas características:

- Coleta Passiva – Tipo de coleta onde é instalada a Unidade Central de Coleta de Medição (UCM) que agrega os dados de todos os medidores. O Agente é responsável por obter os dados diretamente dos medidores, disponibilizar um arquivo em formato XML para cada um dos medidores e instalar o Client SCDE para transmissão dos dados;
- Coleta Ativa – Tipo de coleta onde cada medidor está conectado diretamente com a CCEE. Esse sistema é responsável pela aquisição dos dados de medição com acesso direto aos medidores através de um canal de comunicação de alta velocidade e confiabilidade.

O processo de interligação dos Agentes ao SCDE ocorre de forma gradual, com a análise contínua pela CCEE do atendimento a uma série de pré-requisitos a serem cumpridos pelos Agentes, tais como estabilidade de coleta e compatibilidade de dados obtidos pelo SCDE com os informados pelos Agentes no SCL.

5.5. Etapas de Processamento da Contabilização

5.5.1.Preço de Liquidação das Diferenças

O Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) é utilizado para valorar a compra e venda de energia no mercado de curto prazo.

A formação do preço da energia comercializada no mercado de curto prazo se faz 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 brasileiro, são utilizados modelos matemáticos para o cálculo do PLD, que têm por objetivo 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 combustível. No entanto, esta 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 déficit³⁰, 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 submercado. Como resultados, são obtidos os Custos Marginais de Operação (CMO) para o período estudado, para cada patamar de carga e para cada submercado.

O PLD é um valor determinado semanalmente para cada patamar de carga com base no Custo Marginal de Operação, limitado por um preço máximo³¹ e mínimo³² 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 à CCEE, para que sejam considerados no SCL.

Na CCEE são utilizados os mesmos modelos adotados pelo ONS para determinação da programação e 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 usinas em testes, 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 apenas as restrições de transmissão de energia entre os submercados (limites de intercâmbios)³³.

30 **Custo de Déficit** - custo estimado para um possível não atendimento à carga do sistema elétrico.

31 **Preço máximo (ou preço limite)** - maior valor do PLD permitido pela ANEEL. É definido como sendo o menor valor entre o preço estrutural da termelétrica mais cara no PMO – Programa Mensal de Operação – 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 682/03.

32 **Preço mínimo** - menor valor do PLD permitido pela ANEEL. É atualizado anualmente, na primeira semana operativa do mês de janeiro, pelo custo variável da usina de Itaipu Binacional, valorado pela média geométrica da taxa de câmbio do dólar americano do ano anterior. A sistemática de cálculo do Preço Mínimo está regulamentada pela Resolução ANEEL nº 377/03.

33 **Limites de Intercâmbios** - diferenças de preços entre submercados são resultantes da existência de restrições (limites de capacidade) nas linhas de transmissão que os interligam. O modelo de otimização utilizado no cálculo do preço considera o despacho das usinas visando o mínimo custo do atendimento do mercado (consumo). Desta forma, o modelo pode decidir atender um consumo localizado no submercado A por uma fonte de energia mais barata localizada em outro submercado B que possui disponibilidade de geração. Se o intercâmbio entre estes submercados não atinge o limite, significa que, no submercado importador A, o intercâmbio é a fonte marginal de geração, ou seja, é capaz de cobrir o consumo remanescente, após a utilização de fontes locais mais baratas de geração. Neste caso, os preços dos submercados são os mesmos. Se o intercâmbio atinge seu limite de capacidade, isto significa que a importação não foi suficiente para atender toda a carga no submercado importador, sendo, portanto, necessário despachar fontes locais de geração mais caras do que o intercâmbio para complementar o atendimento do consumo neste submercado, resultando em um preço mais alto para o submercado importador.

As usinas que apresentem limitações operativas (inflexibilidade)³⁴ para o cumprimento de despacho por parte do ONS têm sua parte inflexível não considerada no estabelecimento do preço e são consideradas como abatimentos 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. As gerações de teste produzidas pela entrada de novas unidades também não são consideradas no processo de formação do PLD.

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-se os valores de disponibilidades declaradas de geração e o consumo previsto de cada submercado. O processo completo de cálculo do PLD - Preço de Liquidação das Diferenças consiste na utilização dos modelos computacionais NEWAVE e DECOMP, desenvolvidos pelo CEPEL e aprovados pela ANEEL, os quais produzem como resultado o Custo Marginal de Operação 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-se todas as usinas de um submercado agregadas em um único reservatório. 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 deste modelo são as funções de custo futuro, que traduzem para os modelos de outras etapas (de mais Curto Prazo) o impacto da utilização da água armazenada nos reservatórios.

O DECOMP é processado semanalmente e consiste em um modelo de otimização para o horizonte de Curto Prazo (até 12 meses), representando o primeiro mês em base semanal e considerando as vazões previstas, a aleatoriedade das vazões do restante do período 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).

A **Tabela 2** sumariza o processo do cálculo do preço de energia na CCEE e a legislação pertinente.

³⁴ **Inflexibilidade** - é o montante, em MW médio, correspondente à declaração de geração de usina termelétrica, considerada para fins de cálculo de sua Garantia Física e programação eletroenergética do SIN, que se constitui em restrição que leva à necessidade de geração mínima da usina, a ser considerada pelo ONS na otimização do uso dos recursos do SIN (definição dada pelo informe técnico EPE – DEE – IT – 003/2006-r0).

Abrangência	Caracterização
Setembro de 2000 a Maio de 2001	<p>Preço “ex-ante” por submercado, em base mensal, por patamar de carga.</p> <p>Calculado pelo Modelo Newave (Resolução ANEEL nº334/00) e Ofício SRG/ANEEL nº 96/00.</p>
Junho de 2001	<p>Preço “ex-ante” por submercado, em base mensal, por patamar de carga.</p> <p>Calculado pelo Modelo Newave/Newdesp para os submercados Norte e Sul, fora do racionamento (Resoluções ANEEL nº 202/01, GCE nº12/01) e Ofício ANEEL nº 116/02.</p> <p>Para os submercados Nordeste e Sudeste/Centro-Oeste em racionamento, adotado custo de déficit R\$684,00 R\$/MWh – (Resolução GCE nº12/01)</p>
Julho de 2001 a Janeiro de 2002	<p>Preço “ex-ante” por submercado, em base semanal.</p> <p>Determinado de acordo com procedimentos estabelecidos pela GCE (Resoluções GCE nºs 12/2001, 49/01, 54/01, 77/01, 92/01, 102/02 e 109/02)</p>
Fevereiro a Abril de 2002	<p>Preço “ex-ante” por submercado, em base semanal.</p> <p>Calculado pelos Modelos Newave/Newdesp com revisões semanais (Resoluções GCE nº 109/02 e ANEEL nº70/02)</p>
Maio de 2002 em diante	<p>Preço “ex-ante” por submercado, em base semanal.</p> <p>Calculado pelos Modelos Newave/Decomp (Resoluções ANEEL nºs 433/02, 794/02, 027/03 e 873/03, Despachos SRG-ANEEL nºs 873/03, 850/04, 334/06, 270/07, 2.955/07, 3.206/07, 3.551/07 e 2.707/08, Resolução nº 10/03 do CNPE, Despachos Aneel N° 1.904/09, 2.256/09, 4.369/09, 190/10).</p>

Tabela 2 - Etapas do Cálculo do Preço de Liquidação das Diferenças

5.5.2. Geração e Consumo de Energia

O Sistema Interligado Nacional (SIN) é representado na CCEE por meio de uma estrutura de pontos de medição (geração e consumo) e conexões, com o objetivo de se obter os montantes líquidos medidos de energia para cada Agente, possibilitando a Contabilização e Liquidação Financeira das operações no mercado de curto prazo.

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 da energia comercializada pelos Agentes.

Os Ajustes são necessários, pois, no atendimento ao consumo pela geração, ocorrem perdas elétricas na rede básica de transmissão.

As perdas da rede básica são rateadas entre os Agentes proprietários de pontos de medição de geração e de consumo participantes do rateio de perdas. As usinas interligadas fora da rede básica e os pontos de consumo associados a essas usinas são isentos do rateio de perdas. Os agentes interligados a uma conexão compartilhada da rede básica podem também ficar isentos do rateio de perdas em função do fluxo de energia para esses agentes.

Por meio do rateio das perdas, garante-se que a geração efetiva total do sistema coincida com a carga efetiva total do sistema. O ponto virtual onde as perdas entre os pontos de geração e de 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 7 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 todos os pontos de geração e um fator de perda de consumo para todas as cargas; os cálculos efetuados para determinação dos fatores de perdas estão definidos nas Regras de Comercialização.

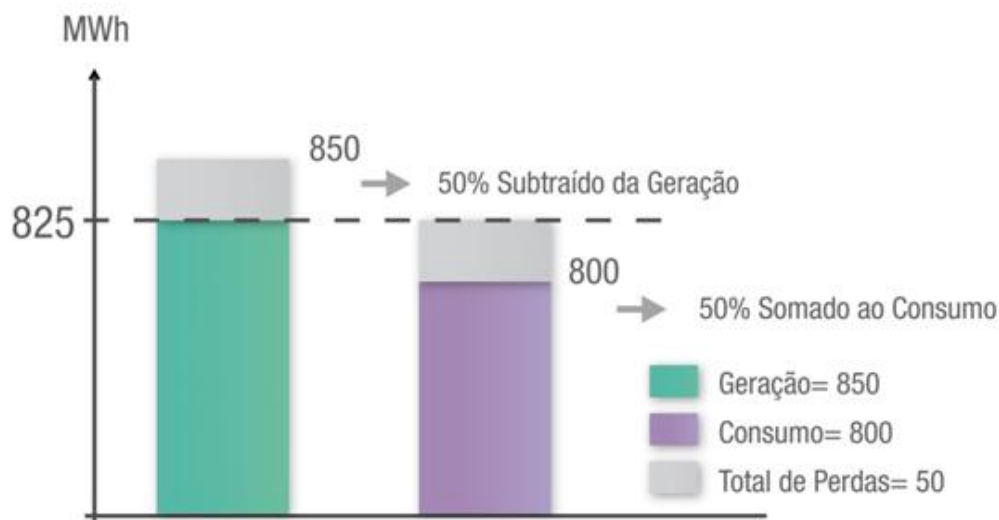


Figura 7 - Rateio de Perdas entre os Pontos de Medição de Geração e de Consumo

A partir dos valores de medição informados pelos Agentes à CCEE ou coletados por meio do SCDE, os totais de geração e consumo de cada Agente no Centro de Gravidade são calculados para utilização no processo de contabilização da energia comercializada no mercado de curto prazo.

Existem também algumas situações específicas de agentes que possuem pontos de medição de geração e/ou de consumo em instalações compartilhadas³⁵. Nesse caso, antes do rateio das perdas de rede básica, é necessário efetuar o rateio das perdas nas instalações compartilhadas proporcionalmente entre os pontos de medição dos Agentes envolvidos, de acordo com as seguintes premissas:

- Quando o fluxo líquido de energia é da rede básica para a instalação compartilhada, ou seja, a instalação está consumindo energia da rede básica, as perdas são rateadas entre os pontos de medição de Consumo dos Agentes envolvidos;
- Quando o fluxo líquido de energia é da instalação compartilhada para a rede básica, ou seja, a instalação está injetando energia para a rede básica, as perdas são rateadas entre os pontos de medição de Geração dos Agentes envolvidos;

35 Instalações Compartilhadas - são instalações de transmissão ou subtransmissão de uso compartilhado, que não integram a rede básica, classificadas como DITs – Demais Instalações de Transmissão, conforme os critérios da Resolução Normativa ANEEL nº 067/04. São consideradas como Demais Instalações de Transmissão: a) 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; b) interligações internacionais e equipamentos associados, em qualquer tensão, quando de uso exclusivo para importação e/ou exportação de energia elétrica; e c) 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.

- Consumidores livres, conectados em instalações de distribuição compartilhadas da própria distribuidora, estão isentos do rateio das perdas dessas redes, pois essas são consideradas na Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD). Assim, os consumidores livres somente participam do rateio de perdas das instalações compartilhadas se optarem por construir uma instalação que possibilite a conexão direta ao sistema de transmissão.

5.5.3. Contratos

5.5.3.1. Contratos de Compra de Energia no Ambiente Livre

Os Contratos de Compra de Energia no Ambiente Livre (CCEAL) consistem em relações comerciais de compra e venda de energia elétrica resultantes da livre negociação entre 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 CCEAL 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 suprimento e montantes contratados em MWh, não sendo necessário informar os preços negociados.

Os Agentes podem efetuar a sazonalização³⁶ e modulação³⁷ de seus CCEAL quando do ato do registro ou podem optar por efetuar tais procedimentos mensalmente, inserindo o montante mensal e os montantes horários, os quais podem ser alocados livremente pelos Agentes entre as semanas e patamares de um mês específico.

Caso um CCEAL não seja sazonalizado e validado, o SCL efetua automaticamente a Sazonalização "flat", quando do processo de contabilização, alocando para o mês em questão uma parcela da energia anual do contrato na proporção de horas do mês contabilizado em relação ao total de horas dos meses não validados no referido ano. Da mesma forma, caso um CCEAL não seja modulado e validado, o SCL faz automaticamente a modulação "flat", por meio da divisão do montante mensal do contrato pelo número de horas do mês.

5.5.3.2. Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado

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

³⁶ **Sazonalização** – divisão de volumes de energia, contratados ou assegurados, em montantes mensais.

³⁷ **Modulação** – divisão de volume de energia em montantes horários.

De acordo com o Decreto nº 5.163/04, uma das possibilidades dos Agentes de Distribuição comprarem 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 de novos empreendimentos, realizados no Ambiente de Contratação Regulada (ACR).

Os Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEARs) são os contratos resultantes desses leilões, celebrados entre cada Agente Vendedor e todos os Agentes de Distribuição compradores, na proporção dos montantes de consumo declarado para cada leilão. Os CCEARs foram definidos pela Lei nº 10.848/04 e pelo Decreto nº 5.163/04, sendo especificados por meio de Editais publicados para cada leilão, contendo cláusulas e condições fixas, não passíveis de alterações pelos Agentes.

Após a assinatura dos contratos pelos Agentes Vendedores e Compradores e sua homologação pela ANEEL, os CCEARs são registrados pela CCEE no SCL, para que possam ser considerados no processo de Contabilização e Liquidação Financeira. Nesse momento, são distribuídos os montantes de energia comercializados em MW médios em montantes anuais de energia em MWh, além de se atribuir, para cada CCEAR, uma potência associada (com metodologia de cálculo especificada em cláusulas do próprio contrato).

Dado o grande volume de CCEARs gerados pelos resultados dos leilões e, com o objetivo de tornar o processo de assinatura de tais contratos mais ágil e menos oneroso aos Agentes, a CCEE implementou o processo de assinatura digital, chamado de Assinatura Biométrica³⁸, feito via internet.

O antigo processo de assinatura envolvia desde a preparação dos contratos até a assinatura formal em papel, além de gastos decorrentes do envio dos CCEARs pelas partes envolvidas através dos Correios. Por meio da biometria, o processo tornou-se simples e o Agente assina os contratos em sua própria empresa, em ambiente eletrônico, com segurança e conforto.

5.5.3.3. CCEAR por Quantidade

Os Contratos por Quantidade de energia consistem em uma modalidade de CCEAR na qual os riscos hidrológicos da operação energética são assumidos integralmente pelos Geradores, cabendo a eles todos os custos referentes ao fornecimento da energia contratada.

Nessa modalidade de contrato, o CCEAR é registrado no submercado do agente vendedor, o qual pode ser distinto do submercado em que a carga do distribuidor está localizada e, dessa forma, os riscos financeiros, advindos das eventuais diferenças de preços entre submercados, são assumidos pelo comprador.

³⁸ **Assinatura biométrica** - É o processo de assinatura de um documento digital, onde essa assinatura será comparada de forma biométrica com um padrão de assinatura já cadastrado no banco de dados. A assinatura biométrica permite a celebração de contratos remotamente por meio da internet.

Os Agentes podem optar por efetuar a sazonalização do CCEAR, distribuindo o montante anual de energia pelos meses do ano. Caso os Agentes não efetuem a sazonalização do CCEAR ou caso não atendam aos limites de energia anual e de potência associada, a sazonalização é efetuada pela CCEE, por meio da aplicação do perfil de carga do Sistema SIMPLES³⁹, respeitando os limites mínimos e máximos de energia contratada definidos no próprio CCEAR.

A modulação do CCEAR é efetuada automaticamente pelo SCL, com base no perfil de carga remanescente do Agente de Distribuição, descontados todos os demais contratos registrados do referido Agente na CCEE e respeitado o limite de Potência Associada do CCEAR.

5.5.3.4. CCEAR por Disponibilidade

Os Contratos por Disponibilidade, estabelecidos pelo Decreto nº 5.163/04, são utilizados para conceder tratamento específico às usinas térmicas vencedoras dos Leilões de Energia Nova. Essa modalidade de contrato prevê a assunção dos riscos hidrológicos por parte dos compradores, cabendo ao gerador o compromisso da manutenção da disponibilidade contratada no leilão.

A Garantia Física de uma usina participante de um leilão de energia nova, calculada pela Empresa de Pesquisa Energética – EPE, é o montante de energia expresso em MW médios que essa usina pode vender no referido leilão. O proprietário da usina poderá optar por vender no leilão a totalidade de sua Garantia Física ou parte dela, neste caso viabilizando a negociação da sobra da sua Garantia Física no ambiente livre.

Em um leilão de energia nova, o empreendedor de uma usina deste tipo faz uma oferta de preço prevendo que a usina permanecerá desligada a maior parte do tempo, devido ao seu custo de produção elevado e consequentemente a não inclusão na ordem de mérito⁴⁰ para despacho de usinas pelo ONS. Desta maneira, o empreendedor oferta um preço para a manutenção da disponibilidade da usina ao SIN, como se fosse uma espécie de “aluguel” das instalações.

No eventual despacho da usina térmica que vendeu CCEAR por Disponibilidade, os custos variáveis de produção são repassados às distribuidoras participantes do referido leilão. Portanto, a tarifa destes contratos é dividida em duas partes, a Parcela Fixa e a Parcela Variável.

A Parcela Fixa independe da quantidade de Lotes⁴¹ ofertados no leilão e deve ser definida pelo Vendedor, abrangendo todos os custos fixos relacionados à

39 **Sistema SIMPLES** – Sistema de Informação de Mercado para o Planejamento do Setor Elétrico.

40 **Ordem de Mérito** - o despacho das Usinas realizado pelo ONS é definido pela geração de menor custo, com vistas à otimização dos recursos eletroenergéticos para atendimento aos requisitos de carga, considerando as condições técnicas e econômicas do SIN.

41 **Lotes** - Montante de energia elétrica que representa a menor parcela de um Produto referente a um leilão.

manutenção da disponibilidade da usina ao SIN. Além disso, devem ser previstos os custos do combustível relacionados à inflexibilidade.

A Parcela Variável é obtida pela multiplicação da geração do empreendimento acima da inflexibilidade, pelo valor atualizado do Custo Variável Unitário – CVU⁴². Os custos variáveis não são gerenciáveis pela distribuidora, uma vez que a operação dessas usinas é coordenada pelo ONS.

O preço de venda final do leilão de energia nova considera a Receita Fixa acrescida de eventuais custos de operação, deduzidos os efeitos do mercado de curto prazo relativos à geração medida de cada usina.

A sazonalização da energia contratada na modalidade por Disponibilidade será feita de forma uniforme ao longo do ano, ou seja, Flat, enquanto que a modulação dos Contratos por Disponibilidade será calculada pela CCEE Ex-post, conforme a carga realizada do Distribuidor, respeitando o limite de Potência Associada do Contrato.

I. Modelagem e Contabilização na CCEE

Com o intuito de representar a assunção dos riscos hidrológicos pelos compradores e contabilizar os contratos por disponibilidade, a CCEE registra um Agente fictício denominado “Condomínio Virtual”, sob o qual as usinas ou parcelas de usinas que vendam CCEAR por Disponibilidade são modeladas.

O Condomínio Virtual representa os contratos de venda com cada uma das distribuidoras compradoras, de forma a repassar a energia associada a cada um dos empreendimentos modelados em seu nome, conforme ilustrado na Figura 8.

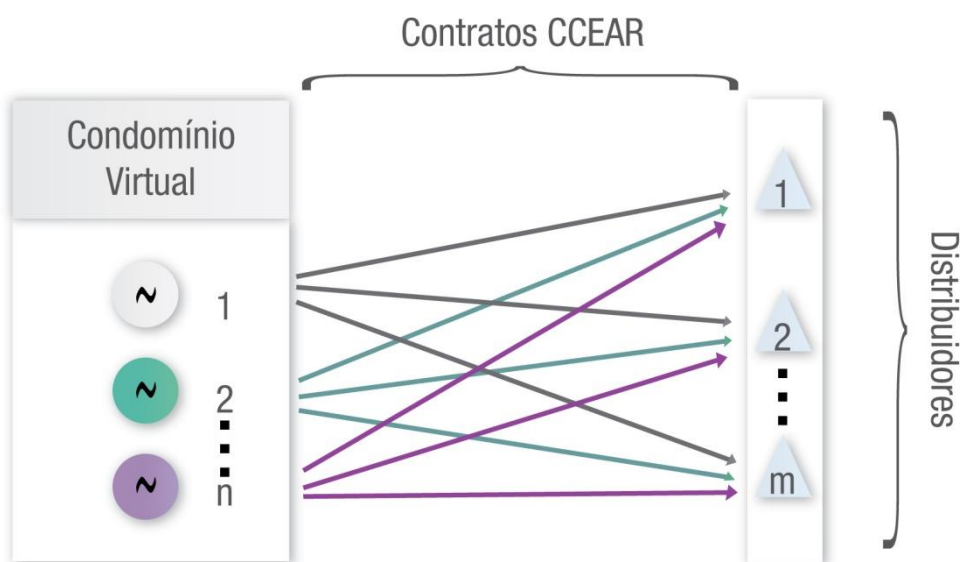


Figura 8 - Representação do Condomínio Virtual

42 Custo Variável Unitário (CVU) - O Custo Variável Unitário é o valor do custo variável, para cada MWh gerado pela Usina, expresso em R\$/MWh, informado pelo Agente Gerador, necessário para cobrir todos os custos de operação da Usina, exceto os já cobertos pela Receita Fixa.

No processo de contabilização, a energia disponível do agente é comparada com a energia comprometida nos contratos de venda e o resultado é repassado às distribuidoras, proporcionalmente ao montante contratado. O Agente Condomínio Virtual absorve todos os efeitos contábeis na CCEE, exceto no que se refere às penalizações por insuficiência de lastro para venda, as quais são de responsabilidade de cada agente proprietário das usinas.

A geração verificada do Condomínio Virtual, bem como eventuais recebimentos por prestação de encargos de serviços de sistema, são contabilizados em nome do condomínio e repassados às distribuidoras, uma vez que estas arcam com os custos de operação das usinas.

II. Penalidades aos Vendedores

De acordo com o Decreto nº 5.163/04, todos os vendedores devem vender somente a energia que lhes é disponível, estando sujeitos à aplicação de penalidade caso seja verificada insuficiência de lastro. O mesmo é válido para as usinas que possuam contratos por disponibilidade, o que implicaria em aplicação de penalidade ao Condomínio caso alguma das unidades geradoras tenha seu lastro de venda reduzido.

Entretanto, foi estabelecido que os vendedores devem, compulsoriamente, efetuar um contrato de venda ao Condomínio Virtual para repor a energia não entregue. Dessa forma, evita-se que a distribuidora arque com a aplicação de penalidade, uma vez que esta seria repassada aos compradores.

Basicamente, são previstos quatro motivos para o registro desses contratos compulsórios de ressarcimento de energia, de modo a evitar que o Condomínio Virtual apresente pagamentos no Mercado de Curto Prazo decorrentes de fatores de responsabilidade dos geradores:

- Exposição ao Mercado de Curto Prazo do Condomínio Virtual em decorrência do não atendimento ao despacho do ONS pelo gerador;
- Atraso no início da operação comercial da usina;
- Venda da Garantia Física sem considerar os efeitos das perdas na Rede Básica e as perdas internas da usina, uma vez que os contratos são verificados no Centro de Gravidade do SIN.

De acordo com o Contrato de CCEARs por Disponibilidade, é também prevista a aplicação de multas caso o vendedor:

- Apresente degradação da Garantia Física, o que resultará em apuração de Energia Indisponível. **Obs:** excepcionalmente para as usinas a Biomassa, essa verificação é feita comparando-se o compromisso anual do CCEAR com a geração verificada no ano.
- Apresente não cumprimento da geração por inflexibilidade prevista na Receita Fixa.

5.5.3.5. Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits (MCSD)

O Decreto nº 5.163/04 prevê que os Contratos de Comercialização de Energia do Ambiente Regulado (CCEARs), decorrentes dos leilões de energia elétrica provenientes de empreendimentos existentes, podem sofrer compensações e/ou reduções dos montantes contratados em decorrência da saída de Consumidores Livres, acréscimos em Contratos de Compra de Energia no Ambiente Livre firmados antes da publicação do Decreto nº 5.163/04, ou ainda por outros desvios de mercado, nesta ordem de prioridade. Tais ajustes devem ser precedidos da aplicação de um mecanismo, denominado Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits - MCSD.

O Mecanismo busca promover o repasse de energias contratadas com os geradores entre distribuidores com sobras declaradas à CCEE (Cedentes), para distribuidores com déficits declarados de CCEAR (Cessionários), com o objetivo de atingirem 100% da carga contratada, como prevê o Decreto 5.163/04. As declarações de sobras/déficits pelas Concessionárias de Distribuição são voluntárias e o MCSD tem aplicação exclusivamente sobre os CCEARs na modalidade por quantidade de energia de empreendimentos existentes, vigentes na data de aplicação do Mecanismo.

Existem cinco tipos diferentes de MCSD:

I. MCSD Mensal

As compensações e reduções do MCSD mensal são realizadas em energia e potência para todos os meses a partir do mês de execução do mecanismo, até o final do ano corrente, respeitando a sazonalização da energia do Agente Cedente.

Para todos os anos seguintes, é realizada a compensação sobre o montante anual de energia, podendo ser sazonalizada pelo Agente Cessionário a cada ano. As cessões e devoluções resultantes desse procedimento têm caráter irrevogável e irretratável até o final do prazo de vigência do contrato.

As sobras declaradas pelos Cedentes podem ser decorrentes de dois motivos:

- Saída de Consumidores Potencialmente Livres para o mercado livre, conforme prevê o Inciso I do Artigo 29º do Decreto 5.163/04;
- Acréscimo de energia elétrica proveniente de contratos anteriores à data de publicação da Lei 10.484/04.

O MCSD Mensal poderá ser realizado nos meses de janeiro, fevereiro, abril, maio, julho, agosto, outubro e novembro, desde que exista declaração de sobras. No mês em que ocorrer o MCSD Anual 4% ou o MCSD Itaipu, não ocorrerá o MCSD Mensal.

II. MCSD Trocas Livres

Este mecanismo existe em decorrência de outros desvios de mercado, não havendo limite para os montantes declarados pelas distribuidoras.

Estão previstos quatro processamentos do MCSD Trocas Livres, nos meses de março, junho, setembro e dezembro, desde que exista declaração de sobras. As cessões terão o início de sua vigência a partir do mês de execução do processamento. É importante ressaltar que as sobras declaradas em função de desvios de mercado não se constituem em reduções de CCEAR com os agentes vendedores, podendo ser utilizadas apenas para compensar déficits declarados de outras distribuidoras.

III. MCSD 4%

Conforme inciso II do Artigo 29º do Decreto nº 5.163/04, está prevista a redução dos CCEARs, limitada a 4% do montante originalmente contratado, em virtude das sobras decorrentes de outros desvios de mercado. A CCEE, com o objetivo de atender a essa premissa, realiza o chamado MCSD 4%, o qual ocorre uma vez ao ano, cujos resultados são aplicados a partir de janeiro do ano subsequente ao de processamento.

IV. MCSD Itaipu

A Resolução Normativa ANEEL nº 218/06 prevê alterações nas quotas-partes de Itaipu associadas a cada Concessionária de Distribuição dos subsistemas Sul e Sudeste/Centro-Oeste, devido às revisões que ocorrem a cada quatro anos.

Essas alterações podem ocasionar sobras ou déficits, os quais podem ser compensados através do MCSD Itaipu. No ano anterior ao de início de vigência das novas quotas-partes de Itaipu, caso haja declaração de sobras e déficits em decorrência dessa revisão, é realizado o processamento do MCSD Itaipu.

V. MCSD Contratação Escalonada

Conforme Resolução Normativa 380/09 da ANEEL, o MCSD Contratação Escalonada se aplica aos CCEARs cuja obrigação de entrega de energia elétrica contratada do agente vendedor é compatível com o cronograma de entrada em operação comercial das unidades geradoras do empreendimento de geração que confere o respaldo físico desses contratos.

Os CCEARs decorrentes dos leilões de compra de energia elétrica proveniente das Usinas Hidrelétricas Santo Antônio e Jirau, por exemplo, são contratos que podem participar do processamento do MCSD Contratação Escalonada, associado às variações anuais de volume de energia contratada estabelecidas nesses contratos.

O processamento do MCSD Contratação Escalonada pode ser realizado sempre que haja variação anual de volume de energia adquirida pelas compradoras, sendo que este deve ocorrer antes da realização dos leilões de energia nova (A-5), conforme cronograma específico a ser informado pela CCEE aos agentes. A declaração de

sobras está condicionada à não participação da distribuidora cedente no leilão de compra de energia nova a ser realizado no ano em que houver processamento do MCSD Contratação Escalonada.

Para esta modalidade de MCSD, não há declarações de déficits, e o rateio da energia associada às eventuais declarações de sobra é realizado com base na declaração de necessidade de compra das demais distribuidoras no leilão de compra de energia nova (A-5) a ser realizado no ano em que houver o processamento do MCSD Contratação Escalonada.

Os volumes de energia compensados resultarão na celebração de aditivo contratual para fins de adequação dos montantes de energia contratada e, caso a distribuidora não possua CCEAR relativo à energia que está sendo adquirida, será firmado um CCEAR nos termos do edital do leilão correspondente. Dessa forma, não há compensação direta entre distribuidoras, e as declarações de sobras são utilizadas para abater a necessidade de compra declarada pelas distribuidoras para o leilão de energia nova daquele ano.

VI. Apuração e Liquidação das Cessões do MCSD

A CCEE centraliza a apuração e liquidação financeira dos valores envolvidos nas cessões de energia dos CCEARs, decorrentes de processamentos do MCSD, com o objetivo de facilitar a gestão dos contratos pelos agentes envolvidos, dado o grande volume de CCEARs provenientes dos leilões e de cessões que podem ocorrer nos processamentos do MCSD.

Neste processo, a CCEE calcula mensalmente os montantes transferidos entre as distribuidoras em decorrência dos diversos processamentos do MCSD ao longo do tempo e determina os valores que cada distribuidora tem a pagar de cessões a todos os seus respectivos agentes vendedores de CCEAR, em virtude de montantes recebidos para atender a déficits declarados. Após esse cálculo, é realizada a liquidação financeira das cessões, na qual as distribuidoras efetuam os depósitos de seus valores devidos ao conjunto de agentes vendedores.

De acordo com as Regras de Comercialização, eventuais inadimplências nos valores a liquidar decorrentes de Cessões do MCSD são rateadas entre todos os Agentes Vendedores de CCEARs para o respectivo Agente de Distribuição inadimplente.

5.5.3.6. Contratos de Leilão de Ajuste

Os Contratos de Leilões de Ajuste, conforme previsto no artigo 26º do Decreto nº 5.163/04, e na Resolução Normativa 162/05-ANEEL, com redação dada pela Resolução Normativa 277/07-ANEEL, têm por objetivo complementar a carga de energia necessária ao atendimento da totalidade do mercado consumidor das concessionárias de distribuição, até o limite de 1% dessa carga, com prazo de suprimento de até dois anos. Entretanto, para os anos de 2008 e 2009, o Decreto estabelece, ainda no artigo 26º, o limite de 5% da carga total contratada pelos agentes de distribuição (Redação dada pelo Decreto nº 6.210/07).

Sazonalização

A Sazonalização do Contrato de Leilão de Ajuste é realizada pelo Agente Comprador uma única vez para todos os meses contratuais de cada ano civil de vigência do contrato, de acordo com limites máximos e mínimos estabelecidos no Edital do Leilão, desde que respeitados os limites de potência associada, bem como os prazos estabelecidos no Procedimento de Comercialização correspondente.

No caso de a sazonalização ou sua validação não serem realizadas dentro dos prazos, a referida sazonalização é feita de forma Flat pelo SCL.

Modulação

A modulação da energia mensal contratada deve ser realizada pelo Agente Comprador, uma única vez para cada mês, respeitados os limites de potência associada. A validação da modulação mensal deve ser realizada pelo Agente Vendedor, uma única vez para cada mês.

Da mesma forma como na sazonalização, no caso de a modulação ou sua validação não serem realizadas dentro dos prazos estabelecidos em Procedimento de Comercialização correspondente, a referida modulação será feita de forma automática pelo SCL, considerando uma modulação Flat.

A Modulação de Contratos de Leilão de Ajuste não precisa respeitar os patamares de carga (leve, médio ou pesado), ou seja, cada hora pode ter um valor diferente, desde que a soma de todas as horas do mês seja igual ao total de energia declarado daquele mês.

5.5.3.7. Contratos de Itaipu

Histórico

No ano de 1973, os governos do Brasil e do Paraguai assinaram o Tratado de Itaipu, o qual resultou na construção da usina Itaipu Binacional. O início das obras ocorreu em 1974, sendo a usina oficialmente inaugurada pelos então presidentes de ambos os países em 5 de novembro de 1982. A usina começou a produzir energia em 5 de maio de 1984, quando a primeira das 20 unidades geradoras do projeto entrou em operação. Em maio de 2007, o projeto foi concluído, com a entrada em operação das duas últimas unidades geradoras previstas no projeto.

A usina de Itaipu está localizada no Rio Paraná e é, atualmente, a maior usina hidrelétrica do mundo em geração de energia. Com 20 unidades de 700 MW de capacidade cada, Itaipu possui 14.000 MW de potência instalada, e a energia gerada abastece 19,3% do consumo brasileiro e 91% do consumo paraguaio.

Em 2008, a usina atingiu recorde histórico de produção de energia, com a geração de 94.684.781 megawatts-hora (MWh). O recorde anterior era do ano de 2000, quando Itaipu gerou 93.427.598 MWh. Acredita-se que a usina poderá atingir os 100 milhões de megawatts-hora de geração.

Comercialização de energia

A energia produzida por Itaipu é comercializada no âmbito da CCEE através da Eletrobrás, representada pelo Agente Comercializador de Itaipu. A forma de repasse dessa energia são os chamados Contratos de Itaipu, registrados no SCL para representar os efeitos da energia comercializada pela usina Itaipu Binacional na CCEE com os Agentes detentores da quota parte da usina.

O Decreto nº 4.550/02, 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 tornou-se responsável pelo repasse de toda energia gerada pela Usina aos quotistas, utilizando para isso o sistema de transmissão de FURNAS.

O Decreto nº 5.287/04, que alterou o decreto nº 4.550, estabelece que as quotas da energia elétrica constantes do compromisso de repasse pela ELETROBRÁS devem ser distribuídas especificamente entre os concessionários de Distribuição de energia elétrica. A partir de janeiro de 2005, com base na Resolução Normativa ANEEL nº 128/04, foram estabelecidas as quotas anuais para o ano de 2005 referentes aos montantes de Potência Contratada e Energia Vinculada a serem repassadas para as distribuidoras de energia elétrica.

A Resolução Normativa nº 218/06 previu a ampliação do número de quotistas da usina a partir de 2008, através da inclusão de concessionárias de Distribuição dos sistemas interligados Sul e Sudeste/Centro-Oeste que deixaram de adquirir energia de forma regulada e integral de distribuidoras de maior porte, quotistas da energia de Itaipu. Dessa forma, ainda de acordo com a mesma Resolução, as quotas-parte foram atualizadas para o período de 1º de janeiro de 2008 até 31 de dezembro de 2011, com base no mercado de cada empresa no ano de 2004.

A partir de 2008, um total de 30 concessionárias de distribuição de energia elétrica das regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste passaram a ser quotistas do rateio da energia produzida pela usina hidrelétrica de Itaipu, dividindo, proporcionalmente, um montante correspondente a 7.730 megawatts médios (MWmed) mensais.

A sazonalização da garantia física de Itaipu é informada pela ANEEL à CCEE, enquanto que a modulação de cada contrato de Itaipu é efetuada automaticamente pelo SCL, alocando-se semanalmente 98,5% da potência contratada da quota-parte ao patamar pesado e o restante da energia alocado de acordo com o perfil de geração das usinas participantes no Mecanismo de Realocação da Energia (MRE) ⁴³ nos patamares leve e médio.

5.5.3.8. Contratos do PROINFA

O Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA), coordenado pelo Ministério de Minas e Energia e gerenciado pela Eletrobrás, surgiu

⁴³ **Mecanismo de Realocação da Energia (MRE)** - mecanismo de compartilhamento dos riscos hidrológicos que envolvem os geradores. Para mais detalhes, vide item 5.5.4.

com o objetivo de ser um instrumento para a diversificação da matriz energética nacional, garantindo assim maior confiabilidade e segurança ao abastecimento.

Toda energia produzida pelas usinas do programa tem garantia de contratação por 20 anos pela Eletrobrás. O total de 3.299,40 MW contratados está dividido da seguinte forma:

- 1.191,24 MW provenientes de 63 PCHs;
- 1.422,92 MW provenientes de 54 usinas eólicas;
- 685,24 MW provenientes de 27 usinas de biomassa.

O PROINFA foi criado pela Lei nº 10.438/02, e revisado pela Lei nº 10.762/03, 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 652/03, nº 56/04, nº 62/04 e nº 127/04.

Os Contratos do PROINFA representam os montantes comercializados pela ELETROBRÁS na CCEE, da energia elétrica produzida pelas usinas participantes do PROINFA, com as Concessionárias de Distribuição de energia elétrica, Consumidores Livres e Especiais e Autoprodutores com unidades de consumo, adquirentes das quotas parte deste programa, conforme disposto na Resolução Normativa ANEEL nº 127/04.

As quotas anuais de energia elétrica são representadas na CCEE sob a forma de compromisso de entrega de energia entre a ELETROBRÁS e os Agentes detentores das referidas quotas.

A sazonalização das quotas anuais de energia elétrica é realizada pela ELETROBRÁS e informada aos agentes quotistas conforme os prazos e condições estabelecidas em Procedimento de Comercialização Específico.

A Modulação do Contrato referente à Energia do PROINFA é realizada conforme a geração realizada das usinas do PROINFA fora do MRE e do Montante das Garantias Físicas das Usinas do PROINFA participantes do MRE. As garantias físicas, por sua vez, são moduladas pela curva de geração de todas as Usinas no MRE.

5.5.4. Garantia Física

O conceito de Garantia Física está relacionado com a história do planejamento do sistema elétrico brasileiro. Durante décadas o planejamento da expansão da geração do sistema brasileiro foi baseado na energia firme, que seria o maior valor possível de energia capaz de ser gerada continuamente pelo sistema sem ocorrência de déficit, no caso de repetição das afluições hidrológicas do registro

histórico, considerando como período crítico⁴⁴ o intervalo de tempo iniciado em junho de 1949 com término em novembro de 1956.

A partir de meados dos anos 80, a política de planejamento adotada no Setor Elétrico Brasileiro mudou do antigo critério determinístico para o critério probabilístico, visando minimizar o custo da complementação termelétrica e do déficit de energia do sistema. Esse novo conceito não assegura geração constante como pressupõe a energia firme. Surge assim o conceito de Energia Assegurada⁴⁵ ou Garantia Física, que representa a energia disponível considerando-se explicitamente o risco de haver déficit.

Portanto, definiu-se que a Garantia Física do sistema elétrico brasileiro corresponde à máxima carga que pode ser suprida a um risco pré-fixado de não atendimento em 5%. A Garantia Física de uma determinada usina corresponde à fração a ela alocada da Garantia Física 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 Garantia Física de cada usina despachada de forma centralizada era realizada em conjunto pelo ONS e pelo Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos (CCPE) a partir dos critérios estabelecidos em Procedimentos de Rede do ONS, com exceção às Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs), que tinham seu valor de Garantia Física determinado a partir de metodologia fixada na Resolução nº 169 da ANEEL, de 03 de maio de 2001.

O Decreto nº 5.163/04 estabeleceu que a definição da forma de cálculo da Garantia Física dos empreendimentos de geração é de responsabilidade do MME, sendo a execução do cálculo realizada pela EPE. Assim, a Portaria nº 303 do MME, de 18 de novembro de 2004 e a Portaria nº 258 do MME, de 28 de julho de 2008 estabeleceram a nova metodologia e as diretrizes para se determinar a Garantia Física das usinas do SIN.

Sazonalização e Modulação

Para as usinas hidrelétricas, a Garantia Física é definida em montantes anuais, que são sazonalizados em valores mensais pelos Agentes e convertidos em valores por período de apuração, através do emprego de metodologia específica definida nas Regras de Comercialização da CCEE. O processo de modulação é necessário, pois os valores de Garantia Física das usinas são valores anuais médios [MWh/h].

A modulação da Garantia Física das usinas hidrelétricas é o processo pelo qual a Garantia de cada usina é discretizada em valores por período de apuração,

44 Período Crítico – maior período de tempo em que os reservatórios, partindo cheios e sem reenchimentos totais, são deplecionados ao máximo, estando o sistema submetido à sua energia firme.

45 Energia Assegurada – termo utilizado para definir a Garantia Física das Usinas Hidrelétricas. Em comercialização de energia, a Energia Assegurada representava a energia que Usinas Hidrelétricas participantes do MRE poderiam comprometer em contratos de venda.

atualmente valores semanais patamarizados. Essa modulação segue o perfil de geração de todas as usinas do MRE, respeitando o Limite de Garantia Física do Gerador em cada um dos Períodos de Comercialização.

A Figura 9 ilustra o processo de sazonalização e modulação da Garantia Física das Usinas Participantes do MRE.

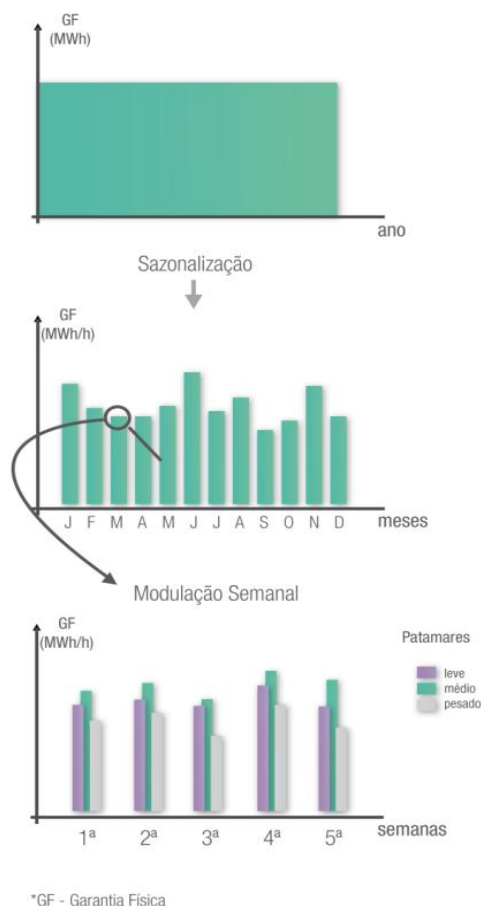


Figura 9 - Processo de Sazonalização e Modulação da Garantia Física

Mecanismo de Realocação de Energia – MRE

O Mecanismo de Realocação de Energia (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 Sistema Interligado Nacional. Este mecanismo abrange as usinas hidrelétricas sujeitas ao despacho centralizado. Opcionalmente, podem participar as Pequenas Centrais Hidrelétricas.

O MRE busca permitir que todas as usinas participantes recebam seus níveis de Garantia Física independentemente de seus níveis reais de produção de energia, desde que a geração total do MRE não esteja abaixo do total da Garantia Física do Sistema. Em outras palavras, o MRE realoca contabilmente a energia, transferindo

o excedente daqueles que geraram além de suas Garantia Físicas para aqueles que geraram abaixo.

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 nas transferências de energia entre essas regiões.

Outro fator que levou à concepção do MRE é a existência de várias usinas alocadas 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 centralizado⁴⁶, e não segundo a decisão dos proprietários de usinas.

A Figura 10 apresenta um exemplo com os valores médios de geração real de uma usina hidrelétrica ao longo de um ano em função das condições hidrológicas do sistema e o nível de garantia física da usina. Neste exemplo, essa usina estaria “doando energia ao MRE” entre novembro e março e estaria “recebendo energia do MRE” entre os meses de abril e agosto.

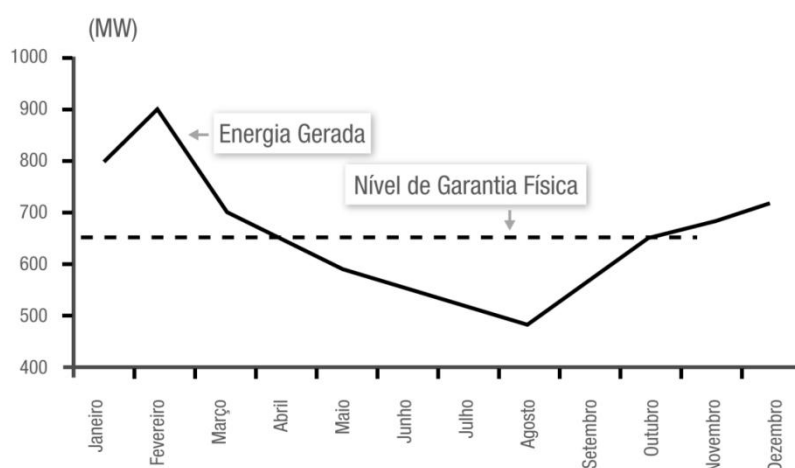


Figura 10 – Garantia Física e Geração Real

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

a) Geração Total do MRE maior ou igual ao total da Garantia Física modulada no sistema

⁴⁶ **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 para cada usina do sistema e outras fontes de fornecimento efetivo de energia elétrica de forma confiável e econômica, atendendo requisitos de carga do sistema. Faz a operação de controle de linhas de transmissão de alta tensão, subestações e equipamentos, operação do sistema interligado e programação das transações de energia elétrica com outros sistemas de interconexão.

O excedente de energia, referente à geração acima da Garantia Física do sistema, determinado em cada período de apuração, é chamado de Energia Secundária Total do sistema.

A energia secundária é distribuída a todas as usinas participantes do MRE, proporcionalmente à contribuição da Garantia Física da usina na Garantia Física do sistema. Dessa maneira, usinas que produzem acima da sua Garantia Física doam todo esse excesso ao MRE e depois recebem de volta sua parte da energia secundária. Usinas que produzem abaixo recebem a Garantia Física até o seu limite, além de sua parte da energia secundária.

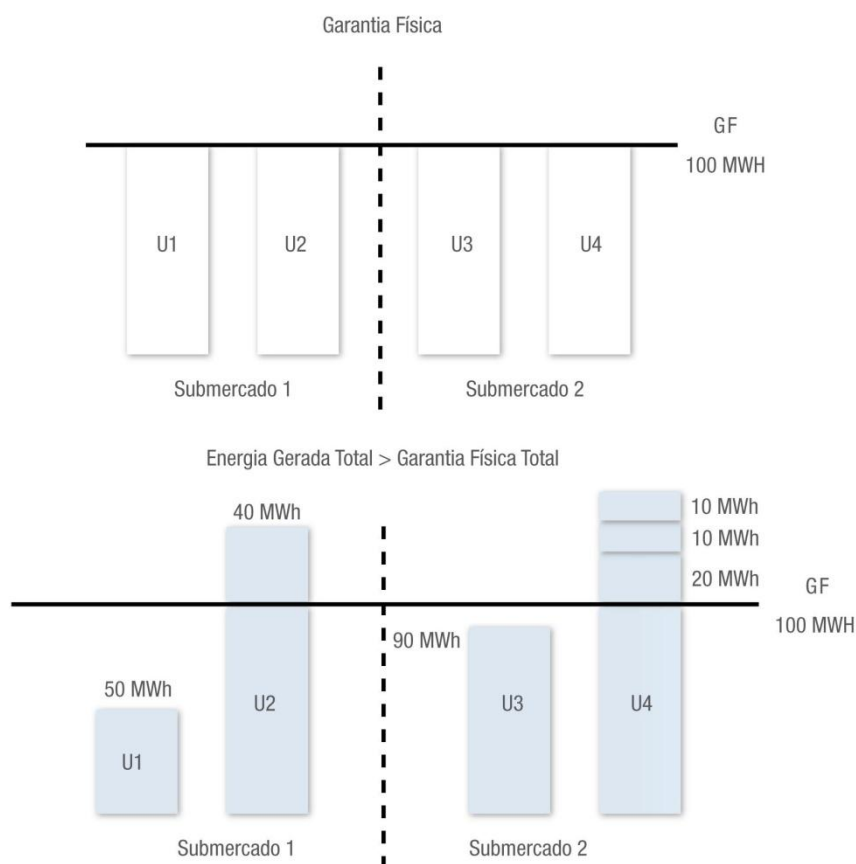
A alocação de energia das usinas com superávit de geração em relação à Garantia Física, para as usinas com déficit de geração em relação à Garantia Física, é feita prioritariamente entre usinas dentro de cada submercado.

O excedente remanescente é alocado a partir dos submercados superavitários para os deficitários, até o preenchimento dos níveis de Garantia Física de todas as usinas. A quantidade total de energia remanescente após a Garantia Física ter sido alocada, interna e externamente para as usinas deficitárias em todos os submercados, em cada patamar de carga, constitui a energia secundária total do sistema, que será alocada proporcionalmente à Garantia Física de cada usina.

A realocação de energia entre submercados diferentes, sujeitos a preços diferentes, pode criar riscos financeiros aos Agentes de Geração, que podem ser minimizados pela alocação do Excedente Financeiro⁴⁷.

47 Alocação de Excedente Financeiro – Ato de atribuir a um Agente, conforme Regras de Comercialização, parte do montante de Excedente Financeiro resultante da comercialização de energia entre os submercados com preços diferentes.

A Figura 11 ilustra o processo de alocação de Garantia Física e energia secundária quando a Geração Total é superior à Garantia Física Total do MRE.



Usinas	Submercado da Usina	Geração	Garantia Física
U1	1	50	100
U2	1	140	100
U3	2	90	100
U4	2	140	100
Total		420	400



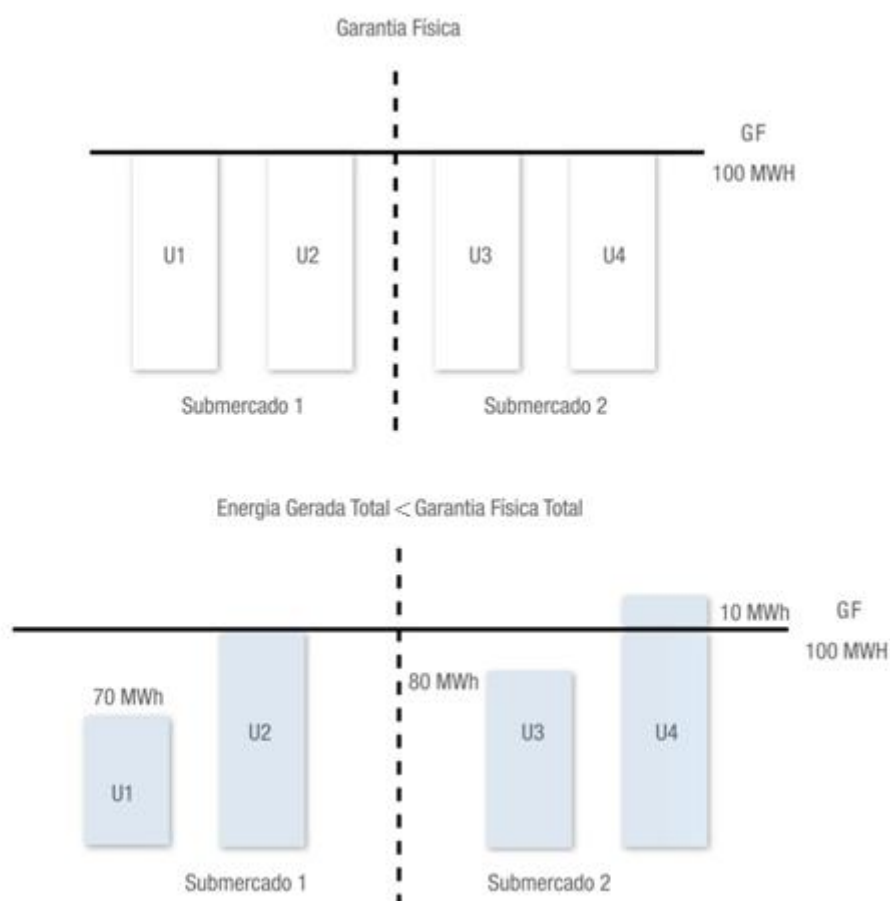
Figura 11 - Processo de alocação de garantia física e energia secundária quando a geração total é superior à garantia física total do MRE

Neste caso não há energia secundária no sistema e os níveis de Garantia Física são reduzidos por um fator de ajuste, determinado pela razão entre a geração total do MRE e o nível total de Garantia Física do sistema, em cada patamar. O valor resultante para cada usina é denominado Garantia Física Ajustada.

Usinas que produzem acima do valor ajustado doam o excesso para o MRE, enquanto que as usinas que produzem abaixo recebem do MRE até o limite ajustado. Em outras palavras, na ocorrência de situações como essa, o MRE não é capaz de cobrir o risco do Agente de Geração ter que comprar energia no mercado de curto prazo para atender seus contratos, ao Preço de Liquidação das Diferenças.

A alocação de energia das usinas com superávit de geração em relação à Garantia Física, para aquelas com déficit de geração em relação à Garantia Física, é feita prioritariamente entre usinas dentro de cada submercado. O excedente remanescente é alocado então a partir dos submercados superavitários para os deficitários, até o preenchimento dos níveis de Garantia Física de todas as usinas.

A Figura 12 ilustra o processo de ajuste e alocação da Garantia Física quando a geração total é inferior à Garantia Física total do MRE.



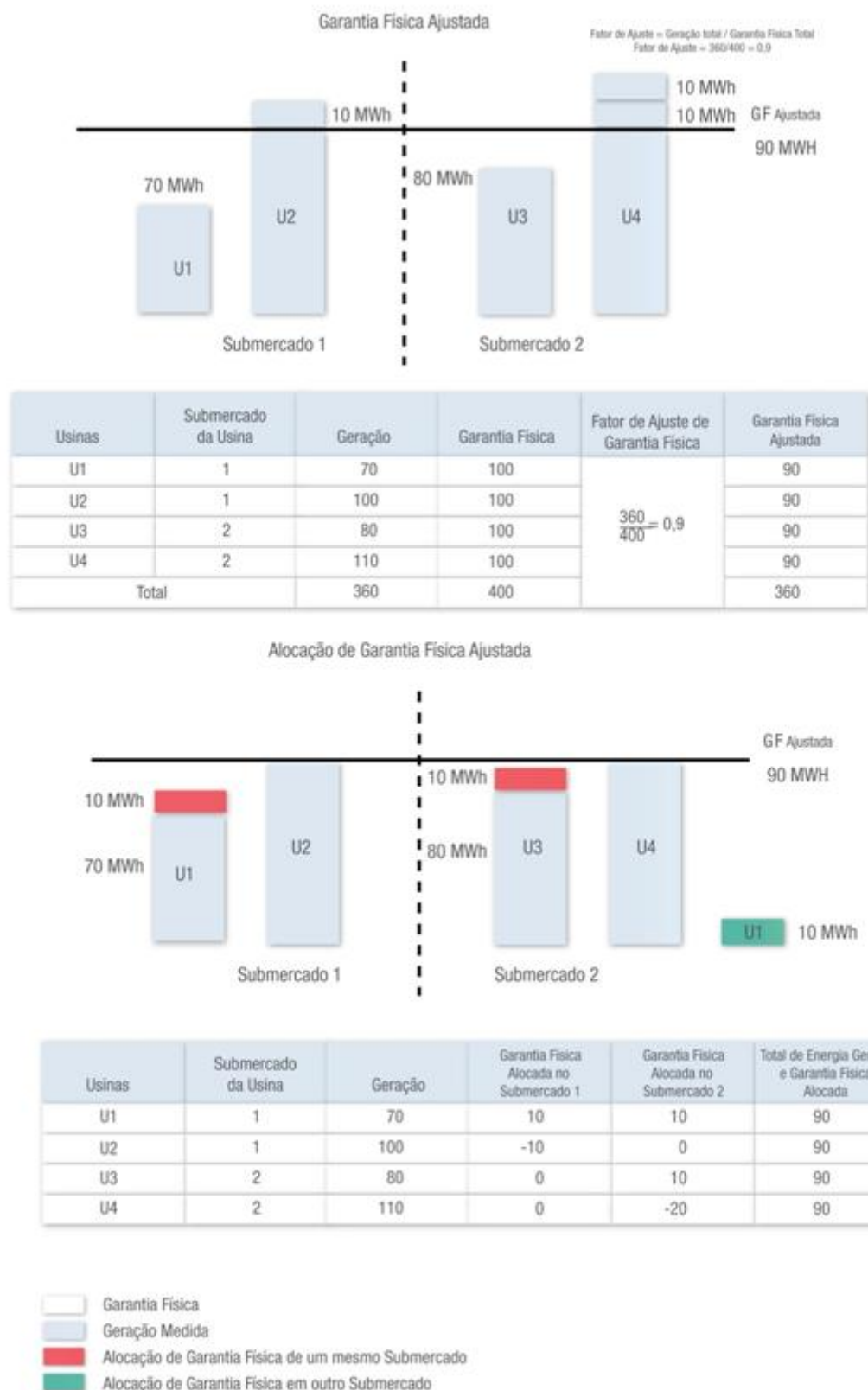


Figura 12 - Ilustração do processo de alocação e redução de garantia física quando a geração total é inferior à garantia física total do MRE

Todas as alocações de energia dentro do MRE são ressarcidas por meio de tarifa chamada TEO - Tarifa de Energia de Otimização, responsável por compensar os custos de geração⁴⁸ das usinas que 'cederam' energia no MRE.

Mecanismo de Redução da Garantia Física

A partir de julho de 2004, foi instituído o Mecanismo de Redução de Garantia Física (MRA), aplicado mensalmente às usinas participantes do MRE e despachadas centralizadamente, com o objetivo de avaliar se essas usinas cumpriram ou não os requisitos de disponibilidade estabelecidos.

Tal avaliação é feita por meio de uma comparação entre os parâmetros verificados de interrupções programadas e forçadas em relação aos parâmetros de referência estabelecidos pela ANEEL para uma usina.

Caso os parâmetros verificados sejam inferiores aos de referência, há uma redução de garantia física, correspondente ao percentual de diferença entre o verificado e a referência. Vale ressaltar que a garantia física é reduzida somente para utilização no MRE, não impactando na apuração da garantia física da usina.

Cabe ao ONS acompanhar o desempenho das usinas e informar à CCEE, para as usinas participantes do MRE e despachadas centralizadamente, os valores médios mensais verificados de interrupções forçadas e programadas, relativos aos 60 meses imediatamente anteriores⁴⁹.

Com a publicação da Resolução Normativa da ANEEL, nº 266/07, a verificação de cumprimento de requisitos de disponibilidade foi estendida para as usinas participantes do MRE e não despachadas centralizadamente.

Nesse caso, o Agente responsável deve enviar mensalmente à CCEE os períodos de indisponibilidade para cada unidade geradora da usina, bem como registros de fluência média diária do local do empreendimento e medição diária do consumo de energia, de forma que a CCEE possa apurar suas indisponibilidades para cada mês de contabilização. A Tabela 3 apresenta um exemplo de aplicação do MRA.

48 Compensação dos Custos de geração - o MRE compensa os Agentes de Geração que fornecem energia ao sistema acima do seu montante de Garantia Física. Isto é feito por meio do pagamento de seus custos variáveis de operação (exceto combustível) e das compensações financeiras pelo uso da água. Estes custos serão então totalizados de todos os Agentes que doarem energia ao MRE, e o valor médio por MWh será pago por todos aqueles que receberem energia do MRE. A taxa paga por todos os Agentes de Geração participantes do MRE que sejam receptores líquidos de Garantia Física e Energia Secundária do MRE, é denominada Tarifa de Energia de Otimização (TEO).

49 Valores Médios Mensais - Para a obtenção das médias, caso não se disponha dos valores mensais apurados que totalizem 60 meses, os valores faltantes deverão ser complementados utilizando-se dos valores de referência, considerados no cálculo da respectiva garantia física. Na apuração das taxas equivalentes de Indisponibilidades Forçadas (TEIF) e de Indisponibilidade Programada (TEIP), o ONS deverá desconsiderar a indisponibilidade, conforme critérios estabelecidos na resolução Normativa ANEEL nº 160/05, desde que justificados adequadamente pelo Agente de geração.

Tabela 3 - Exemplo de Aplicação do MRA

(1) Garantia Física da Usina	(2) Índice de Disponibilidade de Referência	(3) Índice de Disponibilidade Verificado	(4) Fator de Disponibilidade (3)/(2)	(5) Garantia Física para fins de MRE (1)*(4)
100 MWh	1,0	0,9	0,9	90 MWh

5.5.5.Excedente Financeiro

O Excedente Financeiro é um mecanismo que efetua compensações financeiras entre os Agentes, em função da existência de preços diferentes entre submercados. Os impactos provocados aos Agentes e o cálculo das compensações são relatados a seguir.

Alocação do Excedente Financeiro

Na CCEE, o Excedente Financeiro é utilizado para aliviar as exposições negativas dos Agentes de Geração participantes do MRE que tiveram alocação de Garantia Física em Submercados com preços diferentes daqueles onde estão localizadas suas usinas; e as exposições dos seguintes contratos registrados na CCEE:

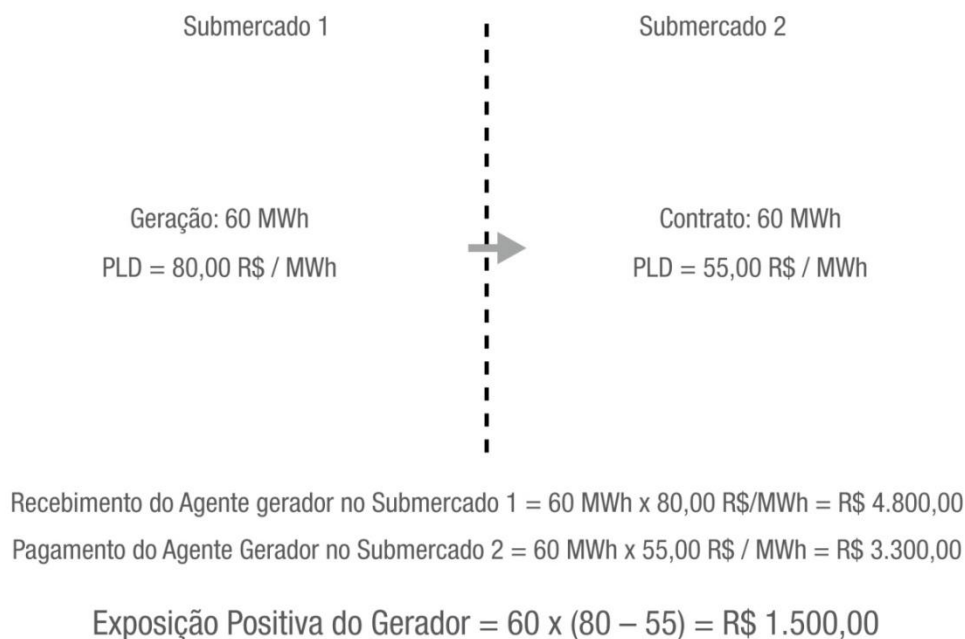
- Contratos do PROINFA;
- Contratos de Itaipu de quotistas no Submercado Sul;
- Contratos de Autoprodução;
- Direitos Especiais, concedido às usinas específicas, definidas pela ANEEL.

Essas exposições devido à diferença de preços surgem, por exemplo, em casos onde um submercado é tipicamente importador, como o Sudeste, sendo natural a existência de contratos que tenham fontes de geração localizadas em outros Submercados.

Como o contrato fica registrado somente no Submercado que o comprador escolher, o contrato causará ao vendedor exposições aos preços spot dos dois Submercados envolvidos. No Submercado fonte, onde o vendedor tem suas usinas, ele irá vender a energia na CCEE, ao preço spot daquele Submercado, já que nele existe a produção, mas não existe o contrato. No Submercado destino, o vendedor terá que comprar a energia na CCEE, ao preço desse Submercado, onde existe o contrato mas não existe a sua geração.

A Figura 13 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 do comprador. A exposição do contrato pode 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 foi comprada.

Exposição Positiva do Agente Gerador



Exposição Negativa do Agente Gerador

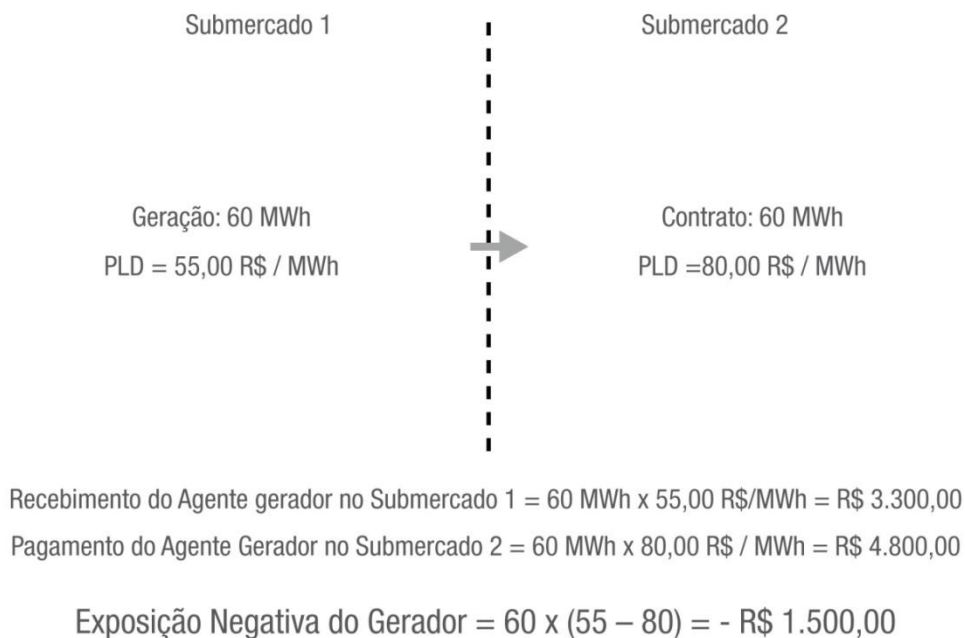


Figura 13 – Exposição do Gerador

Ao se estipular quais contratos possuem o 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-existentis devido à criação de Submercados com o advento do Mercado Atacadista de Energia Elétrica. As alocações de Garantia Física também são protegidas para eliminar os riscos financeiros que o próprio MRE naturalmente cria.

O montante financeiro utilizado para realizar o alívio das exposições negativas surge justamente das exposições positivas provenientes dos contratos mencionados e da alocação de energia no MRE.

A esse montante soma-se o Excedente Financeiro (EF) ou "Surplus". Juntos, resultam em um Excedente Financeiro total disponível para alívio de exposições, o qual será utilizado para alívio das exposições negativas, na proporção de tais exposições de cada Agente.

O Excedente Financeiro (ou Surplus) é consequência natural da diferença de preços entre Submercados. A cada hora do dia, sempre haverá pelo menos um Submercado importando energia de outro(s), e pelo menos um Submercado exportando energia para outro(s).

Na Figura 14, tem-se um exemplo em que o Submercado A exporta para o Submercado B. Como em qualquer Submercado exportador, a geração em A é maior que seu consumo, com a diferença exportada para B, que tem consumo maior que geração e que, portanto, deve importar energia de A para atender a sua carga.

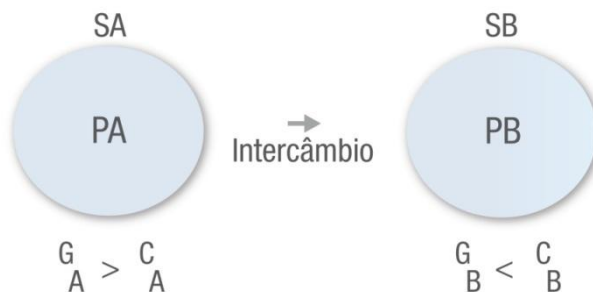


Figura 14 - Intercâmbio físico de energia entre submercados

Se o intercâmbio entre submercados atinge o limite, significa que a importação não foi suficiente para atender toda a carga em B sendo, portanto, necessário despachar fontes locais de geração mais caras do que o intercâmbio. Assim, o preço em B será maior do que o preço de A.

A energia exportada é vendida em A ao valor PA, e comprada em B ao valor PB. Se os preços são iguais, a sobra é zero. Se $PB > PA$ sobrar uma quantia equivalente ao intercâmbio, multiplicada pela diferença entre PB e PA. Esta quantia é o Excedente Financeiro, que não pertence a nenhum Agente porque todos pagaram e receberam ao preço de seus mercados.

Se o Excedente Financeiro total disponível para alívio de exposições for insuficiente para cobrir as exposições negativas, o alívio será feito proporcionalmente às exposições de cada gerador, o que deixa exposições residuais para cada participante do rateio. As exposições residuais dos geradores que participam do MRE são então rateadas entre eles, na proporção de suas Garantias Físicas mensais, para que ninguém fique com uma exposição residual incompatível com seu porte, conforme ilustrado na Figura 15.

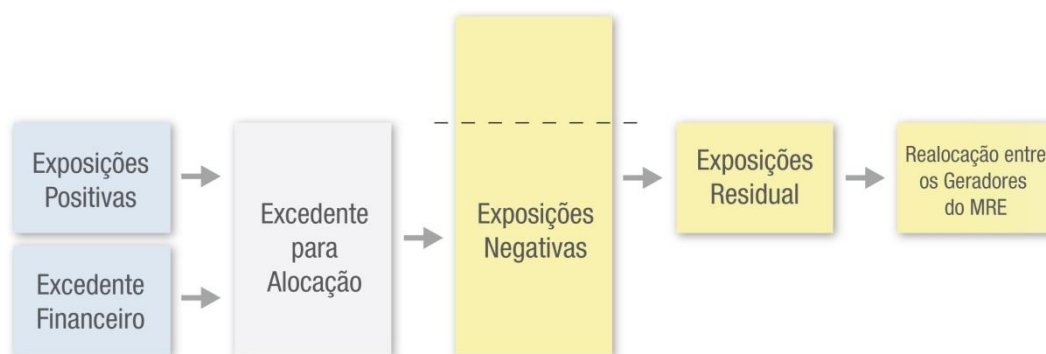


Figura 15 - Alocação do Excedente Financeiro, em caso de insuficiência de recursos para alívio das exposições negativas

Se o Excedente Financeiro total for suficiente, todas as exposições negativas daquele mês são eliminadas. Após o alívio das exposições negativas, havendo sobra de Excedente Financeiro, esta sobra é então utilizada para aliviar as exposições negativas remanescentes do mês imediatamente anterior. Se ainda houver sobra após este passo, ela é utilizada para aliviar Encargos de serviços de sistema (ESS)⁵⁰ de todos os agentes com perfil de consumo, conforme ilustrado na Figura 16.



Figura 16 - Alocação do Excedente Financeiro, em caso de suficiência de recursos para alívio das exposições negativas

⁵⁰ **Encargos de Serviços de Sistema (ESS)** - encargo setorial que representa o custo incorrido para manter a confiabilidade e a estabilidade do Sistema Interligado Nacional para o atendimento do consumo de energia elétrica no Brasil.

Caso ainda haja sobra de excedente após o alívio dos ESS, esta sobra deverá ser usada para compensação das exposições negativas residuais e de ESS dos 12 meses anteriores de forma intercalada, ordenados do mês 'm- 12' (12º mês anterior ao mês de apuração) ao mês 'm-2' (2º mês anterior ao mês de apuração), finalizando com pagamentos de ESS referentes ao mês 'm-1'. Finalmente, ainda restando saldo positivo, este deverá ser utilizado para formação de fundo de reserva para redução dos ESS de meses futuros, conforme ilustrado na Figura 17.

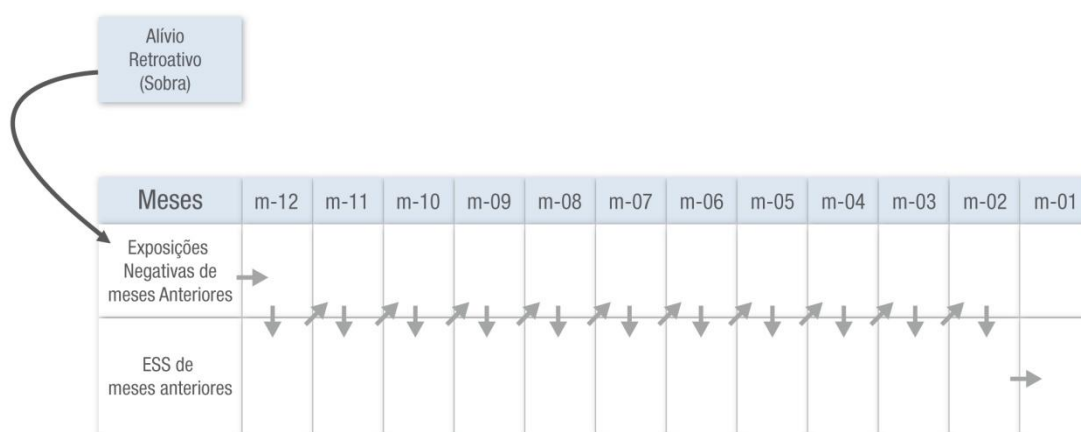


Figura 17 - Alívio Retroativo de Exposições Negativas e ESS dos 12 meses anteriores ao mês de apuração

Alívio de Exposições Financeiras dos CCEARs

De acordo com o Decreto nº 5.163/04, os CCEARs têm seu ponto de entrega no centro de gravidade do submercado do Agente Vendedor.

Desta forma, considerando-se o modelo de contratação adotado para a aquisição de energia pelos Agentes de Distribuição no ACR, formalizada pelos CCEARs, é natural a existência de contratos que tenham fontes de geração localizadas em outros submercados. Como o contrato regulado está registrado somente no submercado em que o vendedor se encontra, o contrato causará ao Agente de Distribuição comprador exposições ao PLD dos dois submercados envolvidos. No submercado fonte, onde o comprador tem seu contrato, mas não tem carga, ele irá vender a energia no mercado de curto prazo da CCEE, ao PLD daquele submercado. No submercado destino, o comprador terá que adquirir a energia referente ao CCEAR no mercado de curto prazo da CCEE, ao PLD desse submercado, no qual a energia contratada está sendo consumida.

Se os preços dos submercados são iguais, a movimentação financeira líquida associada ao CCEAR no mercado de curto prazo é nula. Mas se os preços são diferentes, o contrato fica exposto ao montante contratado, multiplicado pela diferença de preços entre os submercados. A exposição será positiva se o contrato estiver registrado no Submercado de PLD mais alto, e negativa em caso contrário.

A Figura 18 ilustra a exposição dos distribuidores.

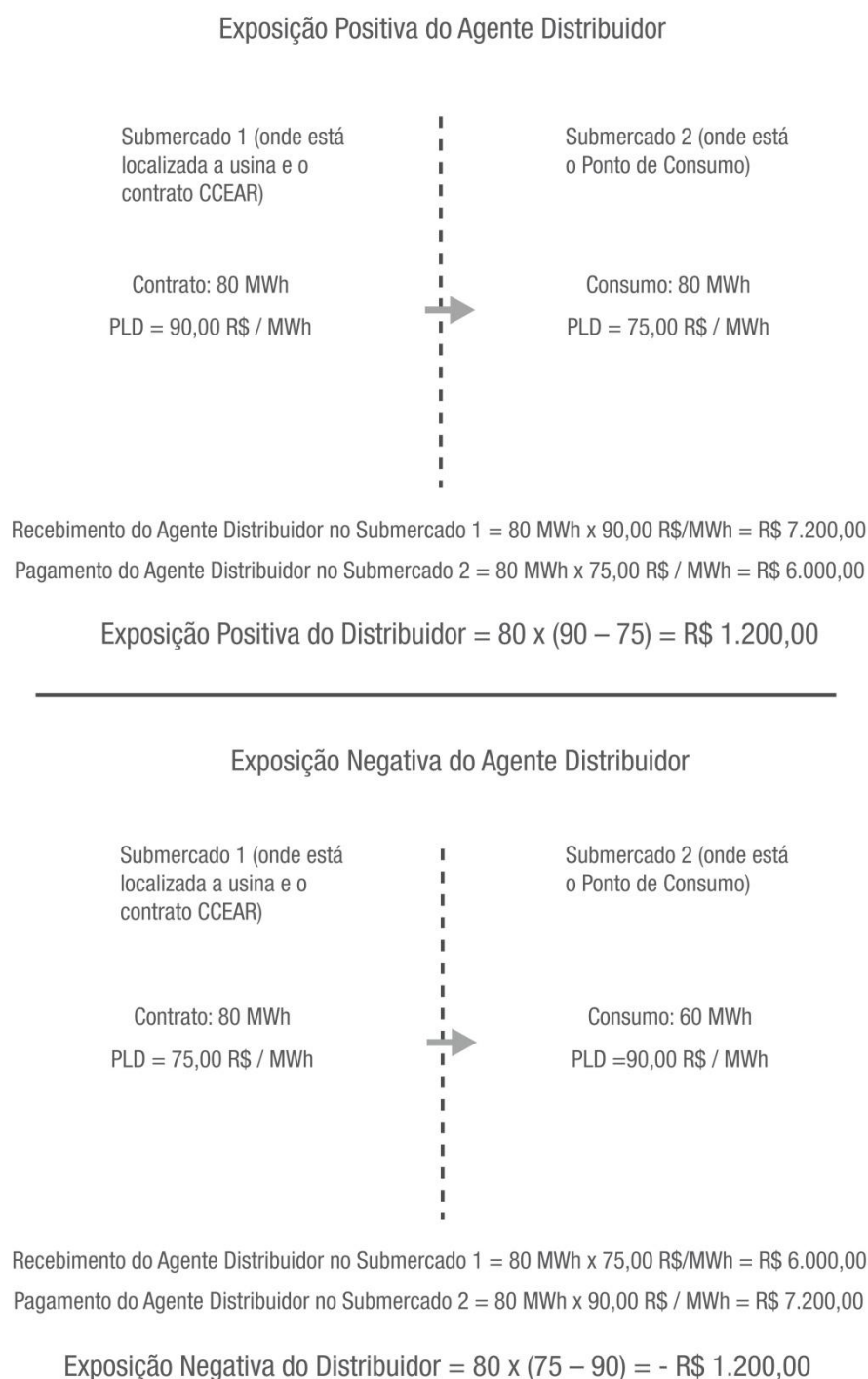


Figura 18 - Exposição do Distribuidor

As exposições positivas dos CCEARs e os recursos das penalidades posteriores ao Decreto nº 5.163/04 (exceto as penalidades de medição) são destinados ao alívio de exposições negativas dos CCEARs.

Caso não seja necessária a utilização total destes recursos, o montante remanescente é então rateado entre os Distribuidores, na proporção de suas quantidades contratadas em CCEARs, sendo estes revertidos em modicidade tarifária, conforme Figura 19.

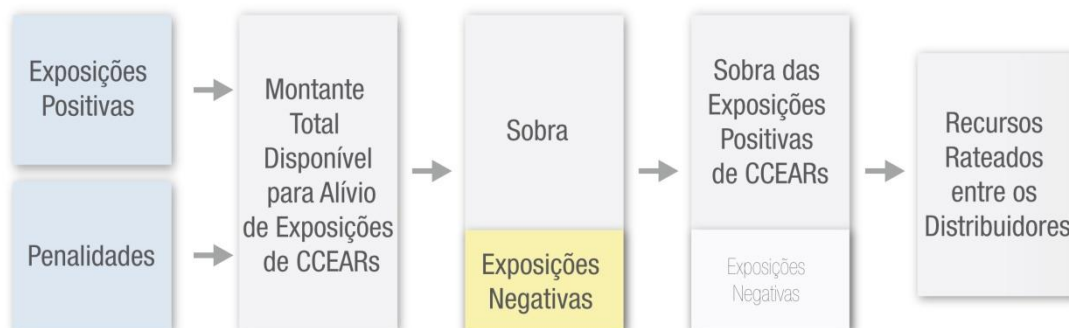


Figura 19 - Alívio das Exposições Financeiras dos CCEARs, em caso de suficiência de recursos para alívio de exposições negativas

Entretanto, caso o montante total de exposições positivas adicionado aos recursos provenientes da aplicação das penalidades citadas anteriormente não seja suficiente para o alívio integral das exposições negativas de CCEARs, o alívio será efetuado proporcionalmente às exposições negativas dos Agentes de Distribuição, ocasionando exposições residuais, as quais serão rateadas entre tais Agentes, na proporção de suas quantidades contratadas em CCEARs conforme Figura 20.

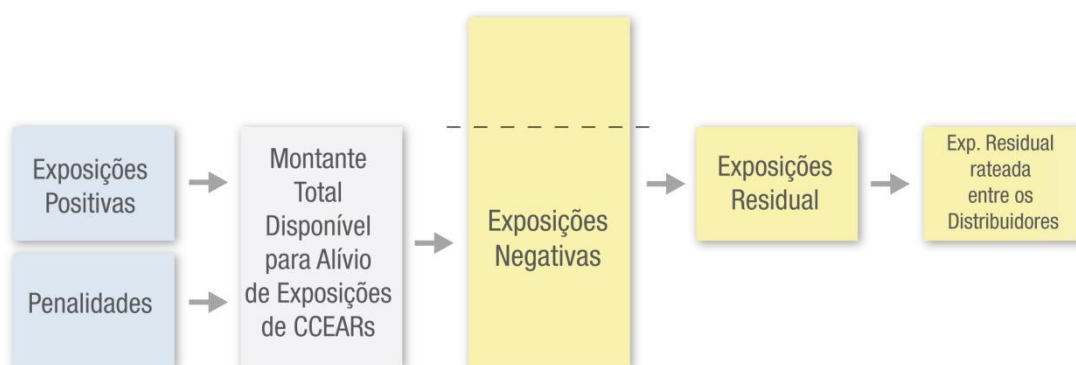


Figura 20 - Alívio das Exposições Financeiras dos CCEARs, em caso de insuficiência de recursos para alívio de exposições negativas

5.5.6. Encargos de Serviços de Sistema

Os Encargos de Serviços do Sistema (ESS) consistem em um valor em R\$/MWh correspondente aos custos incorridos na manutenção da confiabilidade e da estabilidade do sistema para o atendimento do consumo em cada submercado, que não estão incorporados ao Preço de Liquidação das Diferenças. Este valor é pago por todos os Agentes com medição de consumo registrada na CCEE, na proporção do seu consumo.

Os ESS contemplam o ressarcimento aos Agentes de Geração dos Custos das Restrições de Operação, da prestação de Serviços Ancilares e do Despacho por Razão de Segurança Energética.

5.5.6.1. Restrições de Operação

O Brasil, devido à predominância hidráulica do parque gerador, decidiu adotar o modelo de despacho centralizado ("tight pool"), em que o ONS decide o montante a ser despachado por usina integrante 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. A CCEE calcula um Preço de Liquidação das Diferenças para todo o submercado, ou seja, para efeito do cálculo do PLD a CCEE trabalha como se cada submercado fosse um reservatório único, com a água armazenada igualmente disponível em todos os pontos de consumo desse submercado e, desta forma, suas restrições internas não são consideradas.

Há, portanto, uma diferença entre o despacho econômico calculado pela CCEE e o despacho elétrico operacionalizado pelo ONS. É possível que as usinas venham a ser despachadas a níveis diferentes dos previstos na CCEE. Essas diferenças, por não estarem contempladas no PLD calculado pela CCEE, são pagas a estas usinas através dos Encargos de Serviços do Sistema.

Os custos de restrições 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 restrições de operação apenas as usinas termelétricas.

O cálculo dos ESS relativos 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 por exemplo: alterações na configuração do sistema decorrentes da queda de uma linha de transmissão, uma grande chuva que vier a acontecer após o cálculo do modelo de otimização e que pode alterar substancialmente o planejamento de operação de curto prazo do ONS.

A diferença entre a geração realizada/instruída pelo ONS e a geração prevista na programação sem restrições da CCEE pode resultar em duas situações possíveis:

a) Despacho do ONS menor do que o despacho previsto da CCEE

Esse é o caso de usinas termelétricas que estavam na ordem de mérito de despacho previsto da CCEE, porém, em razão de restrições de operação, são solicitadas pelo ONS a gerar menos do que o despacho previsto da CCEE ou mesmo a permanecerem desligadas. Usinas nesta situação são consideradas em "constrained-off" e recebem, além da sua geração verificada no Centro de Gravidade valorada ao Preço de Liquidação das Diferenças, a diferença entre o PLD e sua oferta de preço (Custo de Geração) pelo montante em MWh que deixaram de produzir.

b) Despacho do ONS maior do que o despacho previsto da CCEE

Esse é o caso de usinas termelétricas fora da ordem de mérito de despacho previsto da CCEE, que, por apresentarem o custo de operação maior do que o PLD, deveriam permanecer desligadas ou gerar somente seu nível de inflexibilidade. Devido às restrições de operação e, para obter o despacho que atenda os requisitos de demanda e de estabilidade do sistema, o ONS solicita que estas fontes de geração produzam acima do despacho previsto pela CCEE.

Estas usinas são consideradas em “constrained-on” e recebem, além da sua geração verificada no Centro de Gravidade valorada ao PLD, um valor adicional referente à diferença entre o PLD e o valor da sua oferta de preço (Custo de Geração) pelo montante em MWh a mais que produziu. Ambas as situações são retratadas na Figura 21.

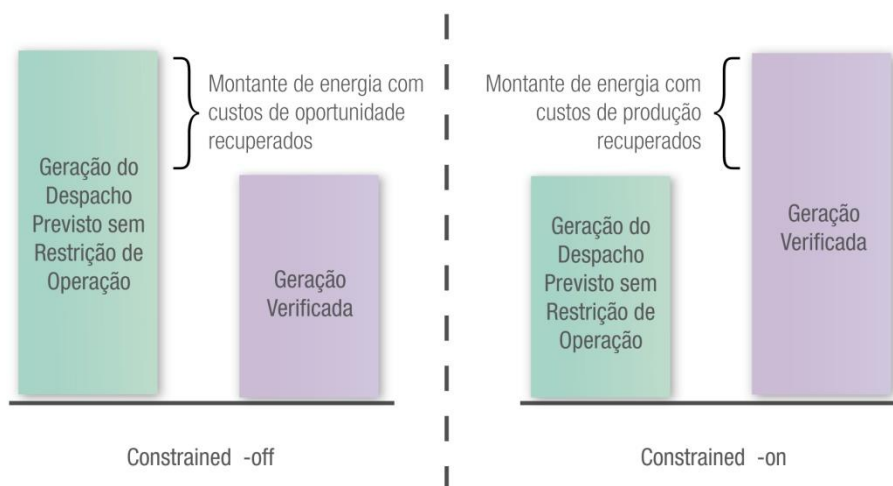


Figura 21 - Cenários de Restrição de Operação

Os custos totais dos Encargos de Serviços do Sistema decorrentes dessas restrições são determinados pela soma dos pagamentos às usinas “constrained-on” e “constrained-off”.

5.5.6.2. Serviços Ancilares

Os Serviços Ancilares são destinados a garantir a qualidade e segurança da energia gerada, contribuindo para a confiabilidade do Sistema Interligado Nacional.

Os Serviços Ancilares definidos pela ANEEL e remunerados através dos ESS são:

- **Reserva de prontidão:** o custo do combustível consumido durante o período em que a usina termelétrica estiver em reserva de prontidão será ressarcido via Encargos de Serviços do Sistema – ESS, após confirmação do mesmo pela ANEEL.

- **Compensação Síncrona:** a parcela deste serviço de suporte de reativos provida por unidade geradora operando na modalidade de compensador síncrono será remunerada através dos ESS. O Agente de Geração recebe o equivalente à Energia Reativa gerada ou consumida valorada à Tarifa de Serviços Ancilares – TSA, que é revista pela ANEEL anualmente.
- As usinas atualmente em operação que venham a ter o provimento de Serviços Ancilares determinado pela ANEEL, ou que tiveram autorização para reposição dos equipamentos e peças destinadas à prestação de Serviços Ancilares, terão o custo de implantação ou reposição auditado e aprovado por tal agência e ressarcido via ESS.
- **Ressarcimento pelo Custo de Operação e Manutenção dos Equipamentos de Supervisão e Controle e de Comunicação Necessários à Participação da Usina no CAG – Controle Automático de Geração:** Montante Financeiro que a Usina deve ser ressarcida pelos custos incorridos na operação e manutenção dos equipamentos de supervisão, controle e de comunicação necessários à participação da usina no CAG.
- **Ressarcimento pelo Custo de Implantação, Operação e Manutenção de Sistema Especial de Proteção:** Montante Financeiro que a Usina deve ser ressarcida pelos custos incorridos na implantação, operação e manutenção de SEP.
- **Ressarcimento pelo Custo de Operação e Manutenção dos Equipamentos de Auto-restabelecimento ("Black Start"):** Montante Financeiro que a Usina deve ser ressarcida pelos custos incorridos na operação e manutenção dos equipamentos de Auto-restabelecimento.
- **Ressarcimento pelo Custo de Implementação, Operação e Manutenção de Sistema Especial de Proteção ou por Reposição dos Sistemas Existentes** incorridos por agentes de geração, transmissão e distribuição, conforme resolução normativa nº 309/08.

5.5.6.3. Por Razão de Segurança Energética

Em 20 de dezembro de 2007 foi publicada a Resolução nº 8 do Conselho Nacional de Política Energética – CNPE, a qual estabelece no Art. 2º que, com vistas à garantia do suprimento energético, o Operador Nacional do Sistema – ONS poderá despachar recursos energéticos fora da ordem de mérito econômico ou mudar o sentido do intercâmbio entre submercados, por decisão do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE.

O CMSE tem no setor a função de acompanhar e avaliar permanentemente a continuidade e a segurança do suprimento eletro-energético em todo o território nacional. A partir da data desta resolução, o CMSE pode solicitar o despacho de usinas que estejam fora da ordem de mérito, com o propósito de se evitar possíveis riscos ao suprimento de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional - SIN.

Até a data de publicação dessa resolução, o modelo de despacho vigente considerava apenas as usinas despachadas pelo ONS, obedecendo à ordem de mérito de custo de geração das usinas, ou seja, utilizando usinas de menor custo e posteriormente as de custo superior. Esse despacho é realizado com base no resultado sinalizado pelos modelos computacionais Newave e Decomp e, a partir do conjunto de usinas determinadas a gerar, é calculado o Custo Marginal de Operação (CMO), que serve como base para o cálculo do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), respeitando os limites inferiores e superiores estabelecidos pela ANEEL.

Como o despacho feito pelo CMSE visa a segurança de suprimento e não leva em consideração o custo de operação das usinas, em seu Art. 3, § 3º, a Resolução nº 8 determina que o custo adicional do despacho de uma usina acionada por decisão do CMSE será ressarcido ao proprietário da usina e rateado por todos os Agentes com medição de consumo do Sistema Interligado Nacional – SIN, proporcionalmente ao seu consumo médio de energia no mês de apuração, ou seja, mês em que se está realizando o cálculo.

Esse custo adicional é dado pela diferença entre o Custo Variável Unitário (CVU) e o Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) e é cobrado dos Agentes mediante o pagamento de Encargos de Serviços do Sistema por Razão de Segurança Energética.

5.5.6.4. Por Ultrapassagem da Curva de Aversão ao Risco

Na mesma Resolução CNPE nº 08/07 é estabelecido em seu Art. 3 que o Custo Variável Unitário – CVU de usina termelétrica despachada devido à ultrapassagem da CAR – Curva de Aversão ao Risco não será utilizado para a determinação do Preço de Liquidação das Diferenças – PLD.

Dessa forma, o custo adicional do despacho de usina termelétrica acionada por ultrapassagem da CAR, dado pela diferença entre o CVU e o PLD, é rateado entre todos os Agentes com base na energia comercializada nos últimos 12 meses contabilizados, inclusive o mês corrente, cabendo também à CCEE efetuar esse cálculo e divulgar os resultados.

Conforme ilustra a Figura 22, a Curva de Aversão ao Risco (CAR) é um mecanismo que estabelece o nível mínimo de armazenamento de água dos reservatórios das hidrelétricas necessário à produção de energia com segurança para o sistema interligado.

Ou seja, para assegurar o atendimento pleno do mercado e a capacidade de recuperação dos reservatórios, os níveis de armazenamento de água dos reservatórios de cada região devem ser mantidos sempre acima da Curva de Aversão ao Risco ao longo de dois anos.

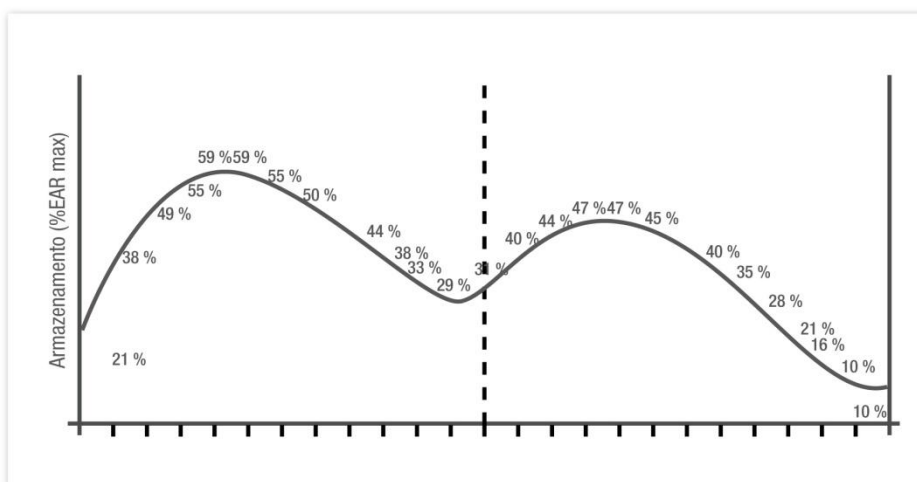


Figura 22 - Curva Bianual região Sudeste/Centro-Oeste (Fonte ONS)

A CAR foi instituída em janeiro de 2002 pela Resolução nº 109, da Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica (GCE), que estabeleceu critérios e diretrizes para a política de operação energética e despacho de geração termelétrica nos Programas Mensais de Operação realizados pelo ONS, bem como para a formação de preço no mercado de energia elétrica. Uma dessas diretrizes é a Curva Bianual de Segurança, denominada "Curva de Aversão ao Risco – CAR".

Com a publicação da Resolução CNPE nº 08/07, a CAR passou a ser utilizada internamente nos programas computacionais, para análise das condições de atendimento energético e para formação de preço. O eventual despacho de usinas por ultrapassagem da CAR deixou de ser incorporado ao PLD, sendo considerado no pagamento por ultrapassagem da CAR.

5.5.6.5. Totalização

A Consolidação dos Encargos de Serviços de Sistema consiste em determinar o total de Encargos a serem pagos aos Perfis de Geração dos Agentes no mês de apuração. Este Montante é formado pelo total de Encargos por Restrição de Operação (incluindo os encargos por razão de segurança energética) e pelo total de Encargos de Serviços Ancilares, que somados formam o montante total de Encargos de Serviços do Sistema conforme Figura 23.



Figura 23 - Total de Encargos de Serviços do Sistema

De acordo com as Regras de Comercialização, os seguintes recursos podem ser utilizados para abatimento do montante total a ser pago em ESS pelos Agentes proprietários de pontos de consumo registrados na CCEE conforme:

- Receitas advindas da sobra de Excedente Financeiro do mês anterior e da reserva de Excedente Financeiro do mês corrente;
- Recursos oriundos da Aplicação de Penalidades Antigas por Insuficiência de Lastro para Venda e por Insuficiência de Cobertura do Consumo (Resoluções ANEEL nº 91/03 e 352/03), das Penalidades por Falta de Combustível, das Penalidades de Medição, e das Multas pelo não aporte das Garantias Financeiras contribuirão para aliviar os valores de ESS; a Figura 24 ilustra o cálculo realizado.



Figura 24 - Total de Encargos superior à Reserva de Alívio

Se os recursos oriundos das sobras do Excedente Financeiro são maiores que a despesa total de Encargos de Serviço do Sistema, o valor remanescente é alocado para processar o alívio retroativo de Exposições Residuais de Geradores e Encargos de Serviços do Sistema, conforme explicado no item anterior da cartilha, referente ao Excedente Financeiro. A Figura 25 ilustra o cálculo realizado.



Figura 25 - Total de Encargos inferior à Reserva de Alívio

Conforme previsto em Regras de Comercialização, o custo adicional do despacho de usina termelétrica acionada por ultrapassagem da CAR não está sujeito ao alívio pelos recursos provenientes do Excedente Financeiro.

5.5.7. Energia Incentivada e/ou Especial

A Comercialização de Energia Incentivada e/ou Especial: Definições e Agentes Envolvidos

A Resolução Normativa nº 247/06 estabelece as condições para a comercialização de energia elétrica, entre empreendimentos de geração que utilizem fontes primárias incentivadas e unidade ou conjunto de unidades consumidoras cuja carga seja maior ou igual a 500 kW, no âmbito do Sistema Interligado Nacional – SIN. A mesma Resolução define como fontes de geração de Energia Incentivada:

- Pequenas Centrais Hidrelétricas com potência instalada entre 1.000 kW e 30.000 kW;
- Empreendimentos com potência instalada até 1.000 kW;
- Empreendimentos de fonte solar, eólica ou biomassa com potência instalada injetada na linha de distribuição e/ou transmissão de até 30.000 kW.

A denominação Energia Incentivada faz referência aos descontos nas Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição e/ou de Transmissão, com valores de 50% ou 100%, conforme estipulado pela ANEEL. A comercialização de Energia Incentivada envolve os Agentes de Geração e os Agentes com perfil consumo, tais como Consumidores Especiais, Consumidores Livres e demais compradores, entre eles os Agentes Comercializadores de Energia Elétrica e os Autoprodutores, os quais podem atuar também como vendedores de Energia Incentivada.

A Lei nº 11.943/09 amplia a possibilidade de compra de energia por parte dos Consumidores Especiais, permitindo que esses agentes complementem a compra

de energia através de contratos com empreendimentos de geração associados às fontes solar, eólica, biomassa, cuja potência injetada nos sistemas de transmissão ou distribuição seja menor ou igual a 50.000 kW, visando à garantia de suas disponibilidades energéticas, sendo que, nesse caso específico, nem o agente vendedor e nem o agente comprador têm direito ao desconto na TUSD. A denominação Energia Especial se aplica a essa situação.

Dessa forma, as possíveis situações estão previstas, com relação aos agentes vendedores:

- Agente Vendedor de Energia Incentivada Especial: refere-se ao vendedor que negocia a energia oriunda de (i) empreendimento hidroelétrico com potência igual ou inferior a 1.000 (mil) kW, (ii) empreendimento hidroelétrico com potência superior a 1.000 (mil) kW e igual ou inferior a 30.000 (trinta mil) kW, destinado a produção independente ou autoprodução, mantidas as características de PCH, ou um (iii) empreendimento com base em fontes solar, eólica, ou biomassa, cuja potência injetada nos sistemas de transmissão ou distribuição seja menor ou igual a 30.000 (trinta mil) kW;
- Agente Vendedor de Energia Convencional Especial: refere-se ao vendedor que negocia a energia oriunda de empreendimento hidroelétrico com potência superior a 1.000 (mil) kW e igual ou inferior a 50.000 (cinquenta mil) kW, sem características de PCH, ou um empreendimento com base em fontes solar, eólica ou biomassa cuja potência injetada nos sistemas de transmissão ou distribuição seja superior a 30.000 (trinta mil) kW e igual ou inferior a 50.000 (cinquenta mil) kW;
- Agente Vendedor de Energia de Cogeração Qualificada: refere-se ao vendedor que negocia energia oriunda de empreendimento enquadrado como Cogeração Qualificada⁵¹;
- Agente Vendedor de Energia Convencional: refere-se à energia comercializada oriunda de demais empreendimentos não enquadrados nas descrições anteriores.

Os Contratos de Comercialização de Energia Incentivada e/ou Especial

Os contratos firmados entre as partes na Comercialização de Energia Incentivada e/ou Especial podem ser dos seguintes tipos:

- Contrato de Comercialização de Energia Convencional Especial (CCECE): são contratos bilaterais firmados entre agentes vendedores de energia convencional especial e Consumidores Livres, Especiais e demais compradores. Este contrato serve de lastro no cálculo de penalidades

⁵¹ **Cogeração Qualificada:** para fins de enquadramento na modalidade de "Cogeração Qualificada", a usina deverá satisfazer os seguintes requisitos: (i) estar regularizada perante a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, atendendo ao disposto na Resolução ANEEL nº 390, de 15 de dezembro de 2009 e legislação específica; (ii) possuir potência elétrica instalada maior ou igual a 1MW e menor ou igual a 50MW; (iii) atender aos requisitos mínimos de racionalidade energética, conforme estabelecido na Resolução ANEEL nº 235/06.

para todos os agentes, porém não há desconto associado a este tipo de energia.

- Contrato de Comercialização de Energia Incentivada Especial (CCEIE): são contratos bilaterais firmados entre agentes vendedores de energia incentivada especial e os Consumidores Livres, Especiais, bem como demais compradores. Este contrato serve de lastro no cálculo de penalidades para todos os agentes, e confere desconto àqueles que participam da matriz de descontos.
- Contrato de Comercialização de Energia Incentivada de Cogeração Qualificada (CCEICOGQ): os contratos bilaterais firmados entre agentes vendedores de energia de Cogeração Qualificada e Consumidores Livres, bem como entre tais vendedores e Agentes de Geração convencional, constituirão lastro no cálculo de penalidades para estes compradores. A compra feita pelos demais agentes de geração não é considerada como lastro, servindo apenas como complementação da geração para fins de redução de exposição ao mercado de curto prazo. Os descontos associados aos CCEICOGQ são concedidos apenas aos Consumidores Livres, não sendo permitida a venda de energia aos consumidores especiais.

Os Agentes de Geração e os Comercializadores de Energia Incentivada Especial vendem somente contratos de energia proveniente de fonte incentivada, que deve ser separada da comercialização de energia convencional. Esse tratamento visa à separação da comercialização da Energia Incentivada Especial, de modo a garantir que esses Agentes comercializem única e exclusivamente este tipo de energia.

O mesmo ocorre com um Agente Consumidor Livre que possui cargas convencionais e especiais concomitantemente, sendo necessário separar essas cargas em Agente Consumidor Livre e Agente Consumidor Especial Vinculado. A aquisição de Energia Incentivada pelo Consumidor Livre o torna beneficiário de descontos nas tarifas de TUSD e/ou TUST, proporcionalmente às parcelas contratadas de energia com seus respectivos vendedores para atender à sua carga.

Dessa forma, um mesmo agente pode ser proprietário de usinas de fonte incentivada, especial e convencional, ou mesmo ser proprietário de cargas especiais e convencionais, entretanto suas operações são tratadas separadamente na contabilização, por meio da segregação de ativos e de contratos, visando garantir que o vendedor de energia incentivada e/ou especial venda exclusivamente esse tipo de energia, bem como que o consumidor especial adquira somente energia de fontes incentivadas e/ou especiais.

Esse tratamento se dá por meio da criação de agentes vinculados, que consistem em cadastros associados a um mesmo CNPJ, com o intuito exclusivo de possibilitar tratamentos contábeis diferenciados. Os resultados finais de cada agente vinculado são somados aos do agente principal para a liquidação financeira, na qual ocorre a compensação de débitos ou créditos por CNPJ. Já a apuração de penalidades considera cada um dos agentes de forma separada.

As figuras 26 e 27 ilustram as possibilidades de venda da energia convencional especial e incentivada especial, respectivamente.

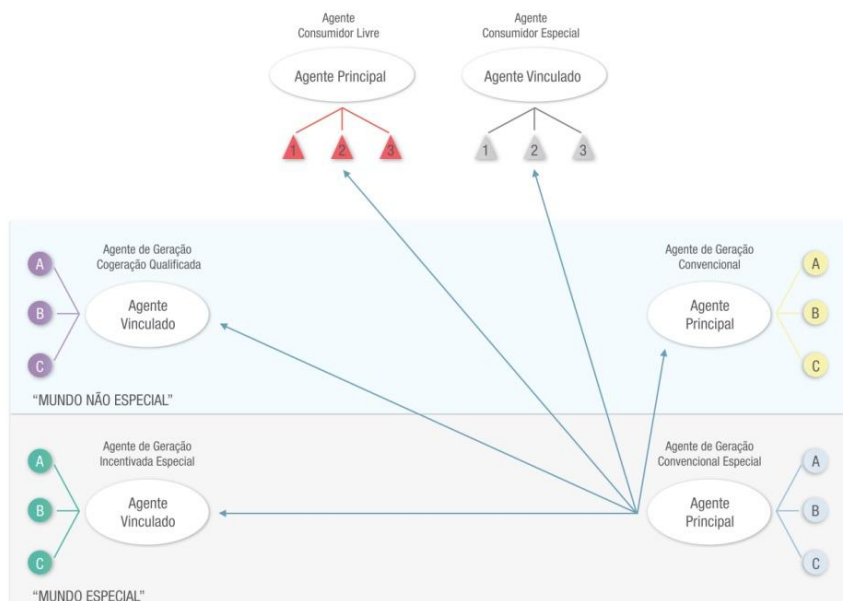


Figura 26 – Venda da Energia Convencional Especial



Figura 27 – Venda da Energia Incentivada Especial

As cláusulas, bem como o preço da energia celebrado nos contratos que envolvem energia incentivada e/ou especial, são livremente negociadas entre as partes. Assim como nos Contratos de Compra de Energia no Ambiente Livre, estes contratos e suas possíveis alterações devem ser registrados na CCEE, ficando dispensada a apresentação de tais contratos à ANEEL, conforme art. 4 da Resolução Normativa nº 323/08.

Para fins de apuração de lastro de consumo, o Agente Consumidor Especial pode ter registro de CCEIE, CCECE, contratos de repasse de geração própria e contratos do PROINFA, cujo registro é efetuado pela CCEE. Para fins de desconto final do Consumidor Especial, são considerados apenas os contratos de fontes incentivadas, já mencionadas acima, conforme Resolução Normativa nº 247/06.

Descontos na TUSD/TUST pela Comercialização de Energia Incentivada

Os Agentes envolvidos na Comercialização de Energia Incentivada têm direito a descontos nas tarifas de uso dos sistemas elétricos de distribuição e transmissão, denominadas TUSD e TUST. A CCEE tem a responsabilidade de efetuar mensalmente o cálculo dos descontos finais de cada agente, por meio de Regras de Comercialização específicas.

O cálculo é feito utilizando-se uma solução matemática em matriz, com o intuito de considerar a possibilidade de inúmeras negociações entre os diversos Agentes envolvidos na Comercialização de Energia Incentivada, uma vez que não existem limites de intermediação para a entrada de Agentes interessados em comercializar esse tipo de energia, desde que atendidas às condições estabelecidas pela Resolução Normativa 247/06.

O cálculo considera apenas os agentes que comercializaram energia incentivada no mês de referência, ou seja, um agente pode ter desconto na TUSD/TUST em um mês e não possuir desconto no mês subsequente, dependendo de seus registros de contratos de energia incentivada e respectivas vigências.

As usinas incentivadas possuem desconto permanentemente definido pela ANEEL na TUSD/TUST de 50% ou 100%, conforme ato autorizativo. O gerador perde totalmente o desconto caso complemente sua venda com contratos de compra de energia convencional em um montante superior a 49% da sua Garantia Física, verificação essa realizada mensalmente pela CCEE. Dessa forma, o desconto que a Distribuidora ou Transmissora efetua ao Gerador é de 50%, 100% ou zero por usina.

O desconto que o gerador repassa ao comprador é formado por sua parcela de compra de CCEIE mais a Garantia Física associada, as quais compõem o lastro desse gerador. Caso os contratos de venda sejam iguais ou inferiores ao lastro do gerador, o desconto é repassado de forma integral ao comprador. Caso os contratos de venda excedam o lastro do gerador, o desconto repassado será reduzido proporcionalmente à insuficiência de lastro.

A eventual redução do desconto associado à energia incentivada vendida por um Agente será refletida em toda a cadeia de comercialização em que este Agente esteja envolvido. Isso significa que, caso o gerador compre energia de outro gerador incentivado que venha a fornecer um desconto inferior ao contratado, a redução no desconto será repassada a todos os contratos de venda desse gerador.

O desconto do Consumidor Especial ou Livre é proporcional à sua compra. Se comprar energia somente de um gerador incentivado que possua 50% de desconto, seu desconto também será de 50%. Se comprar energia somente de um gerador

incentivado que possua 100% de desconto, seu desconto também será de 100%. Se comprar energia de geradores incentivados que possuam 50% e 100% de desconto, seu desconto será um valor entre 50% e 100%, ou seja, o desconto final do Consumidor Especial será a média ponderada dos descontos associados às compras de energia.

5.5.8. Penalidades

A aplicação de penalidades técnicas, instituídas no âmbito da CCEE e aprovadas pela ANEEL, conforme prevê o inciso III do § 6º A do Art. 1 da Lei 10.848/04, tem o objetivo de garantir o cumprimento dos limites de contratação e do lastro de venda de energia elétrica e potência, definidos nas Regras de Comercialização, conforme art. 3 do Decreto nº 5.163/04.

O Decreto nº 5.163/04 alterou a metodologia de apuração dos limites de contratação, determinando que, a partir de janeiro de 2005, 100% do consumo dos Agentes de Distribuição esteja coberto em termos de energia e potência, através de contratos de compra de energia registrados na CCEE. Da mesma forma, os consumidores livres e especiais devem atender a 100% de suas cargas, em termos de energia e potência, por intermédio de geração própria ou de contratos registrados na CCEE.

O mesmo Decreto ainda estabelece que os Agentes vendedores apresentem lastro para a venda de energia e potência para garantir 100% de seus contratos, a partir da data de publicação do referido Decreto. Até 2009, entretanto, as obrigações dos Agentes de perfil consumo foram aferidas apenas no que se refere à energia.

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 da CCEE podem, conforme Procedimento de Comercialização específico, apresentar Contestação, a qual é objeto de análise pelo Conselho de Administração da CCEE, que delibera pela aplicação ou cancelamento da penalidade.

As receitas de penalidades calculadas a partir de 2005 são revertidas para o abatimento das exposições negativas dos Agentes Distribuidores em seus CCEARs, devido à diferença de preços entre submercados. Dado que o Decreto nº 5.163/04 prevê que as distribuidoras podem incluir tais exposições nas tarifas de energia, o uso das receitas de penalidades para abatimento de exposições pode contribuir para a modicidade tarifária, ao possibilitar tarifas menores aos consumidores finais.

5.5.8.1. Penalidades por Insuficiência de Energia

Os Agentes de Geração, Comercializadores e Importadores estão sujeitos à penalidade por insuficiência de lastro para a venda de energia caso seus contratos de venda não estejam 100% lastreados. Este lastro dos Agentes Vendedores é composto pela garantia física das unidades geradoras modeladas sob esse Agente ou sob terceiros, neste caso, mediante contratos de compra de energia.

Mensalmente, a CCEE apura a insuficiência de lastro para venda de energia, com base na média das exposições dos 12 meses precedentes ao mês de referência.

O lastro dos Geradores Incentivados é composto pela Garantia Física associada às usinas de fonte incentivada modeladas sob o Agente, bem como eventuais CCEIEs.

Os Agentes Distribuidores, Consumidores Livres e Consumidores Especiais estão sujeitos à penalidade por insuficiência de cobertura contratual do consumo, o que significa que estes Agentes devem estar lastreados pelos contratos de compra de energia que firmarem e/ou por geração própria. Os contratos de compra que irão compor o lastro podem ser de diversos tipos, variando de acordo com a classe do Agente. Para o Lastro Contratual dos Distribuidores é aditada uma possível parcela referente à Quantidade de Compra Declarada não Realizada⁵² nos leilões de Compra no Ambiente Regulado.

O Consumidor Especial somente pode registrar na CCEE Contratos de Compra de Energia Convencional Especial (CCECE), Contratos de Compra de Energia Incentivada Especial (CCEIE), Contratos correspondentes à Geração Própria e Contratos do PROINFA.

A insuficiência de contratação de energia elétrica dos Agentes Consumidores Livres e Especiais é apurada e notificada mensalmente, com base na média das exposições dos 12 meses precedentes ao mês de apuração. Para os Agentes de Distribuição, o cálculo da penalidade é feito uma única vez no ano, considerando o ano civil anterior, sempre na Contabilização de janeiro.

Os valores das penalidades de energia são calculados multiplicando-se o consumo de energia não coberto, ou a venda de energia não lastreada, pelo maior valor entre o PLD médio e o Valor de Referência (VR)⁵³, determinado com base em definições do Decreto nº 5.163/04.

A Figura 28 ilustra a apuração feita pela CCEE para cálculo de cobertura de consumo. Na apuração dos valores para cálculo de penalidade, o mês de referência, neste exemplo representado por março de 2009, não é considerado.

52 Quantidade de Compra Declarada não Realizada – Quantidade de energia declarada como intenção de compra, porém não atendida no ACR.

53 Valor de Referência (VR) - O Decreto nº 5.163/04 define que, para os anos de 2005 a 2007, o VR será o valor máximo de aquisição de energia proveniente de empreendimentos existentes, nos leilões realizados em 2004 e 2005, para início de entrega nos referidos anos. Para os anos de 2008 e 2009, o VR será o valor médio ponderado de aquisição de energia proveniente de novos empreendimentos de geração, nos leilões realizados nos anos de 2005 e 2006, para início de entrega naqueles anos.

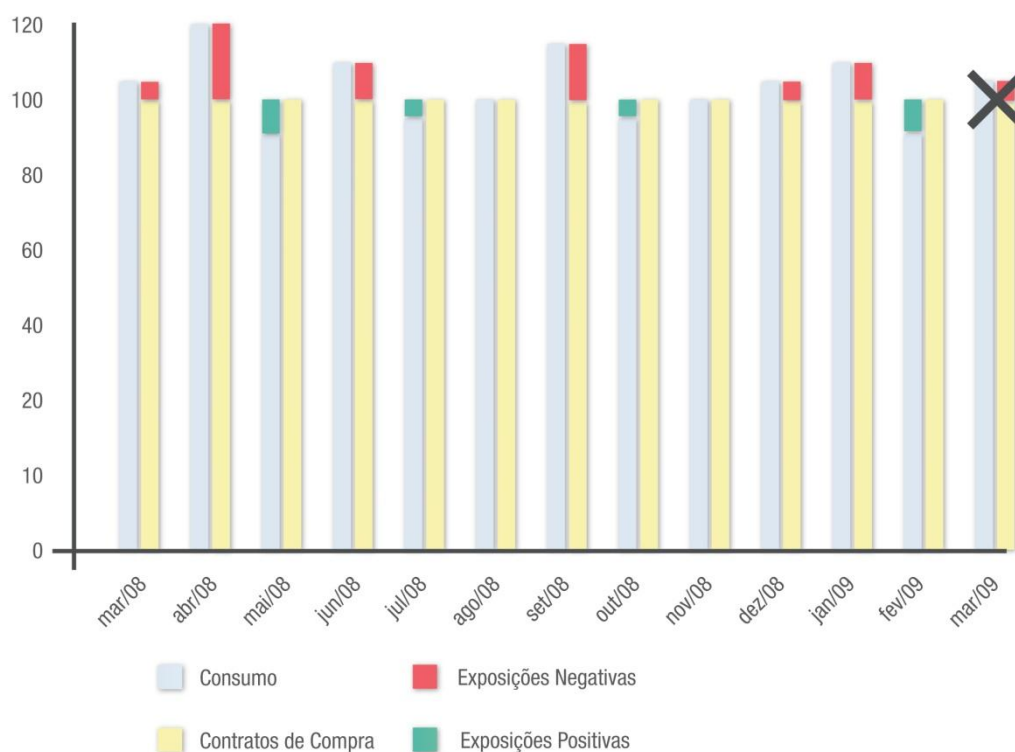


Figura 28 - Cálculo de Cobertura de Consumo

O período de apuração do exemplo acima, que vai de março de 2008 a fevereiro de 2009, indica um total de 1.200 MWh de contratos versus 1.235 MWh de consumo, expondo o Agente a um nível de insuficiência de 35 MWh.

Após a apuração individual, os Consumidores Livres e Consumidores Especiais terão a insuficiência de contratação de energia elétrica consolidada de forma global, ou seja, eventuais sobras de um determinado Perfil de Consumo poderão ser utilizadas como cobertura do consumo de outros Perfis deficitários do mesmo agente, respeitados os pré-requisitos de contratação de cada perfil. – poderíamos trazer para este ponto do documento a nota de rodapé explicativa sobre perfil.

Na apuração do nível de insuficiência de lastro de venda da Categoria de Geração e da Classe dos Comercializadores, representada pela Figura 29, o horizonte de cálculo considera também os 12 meses precedentes ao mês de apuração, representado por março de 2009. O lastro para venda de energia, que deve cobrir os contratos de venda e consumos próprios, é composto pela geração e por eventuais contratos de compra de energia.

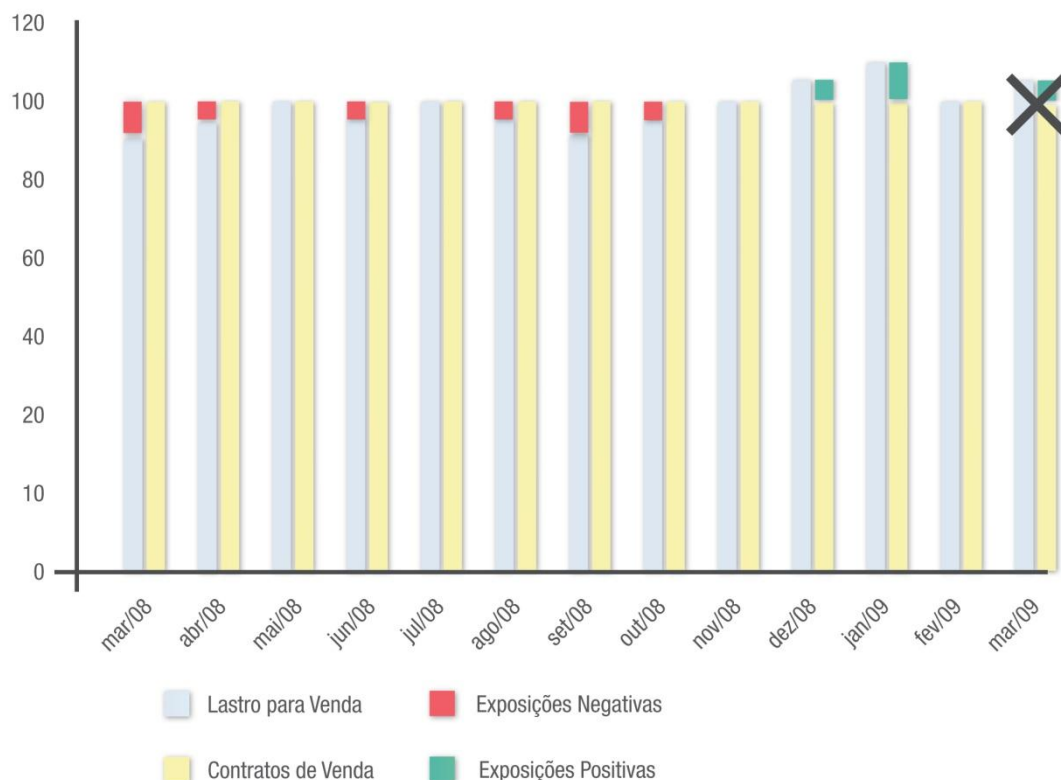


Figura 29 - Cálculo de Suficiência de Lastro para Venda de Energia

5.5.8.2. Penalidade por Insuficiência de Potência

A apresentação de 100% de lastro de potência está prevista desde 2004, através da promulgação do Decreto nº 5.163, tanto para Agentes Vendedores de energia elétrica quanto para os Distribuidores e os Consumidores não supridos integralmente em condições reguladas pelos Agentes de Distribuição. Entretanto, o § 2º do Artigo 3º do mesmo Decreto determina que tais obrigações sejam apuradas para os Agentes de perfil consumo a partir de 2010.

O lastro de Potência para os contratos de venda dos Agentes é composto pela potência de referência associada a cada usina modelada em seu nome, acrescida dos contratos de compra realizados pelo Agente. Tal apresentação de lastro é aplicável para cada dia, dentro do patamar pesado (horário de ponta, conforme cronograma mensal definido pelo ONS – Operador Nacional do Sistema).

Com o objetivo de possibilitar aos Agentes com déficits de lastro de potência a redução ou mesmo eliminação de sua penalidade, foi estabelecido um mecanismo que possibilita aos Agentes com déficits de potência em um dia específico negociar sobras de potência com Agentes superavitários no mesmo dia, sob condições livres de negociação de preços. Esse mecanismo tem o objetivo exclusivo de ajustar os níveis de penalização por potência dos agentes e não tem impactos sobre a energia comercializada no Mercado de Curto Prazo.

Após o cálculo da penalidade, os resultados são divulgados aos agentes, que têm um prazo definido em procedimento de comercialização para negociar os montantes de potência e registrá-los em sistema específico administrado pela CCEE. Após o término de tal prazo, a CCEE efetua novo cálculo e determina os novos valores de penalidade. Caso um agente continue a não apresentar lastro de potência após o período de negociação, é notificado pela CCEE.

Caso o agente apresente déficit de potência, está sujeito a uma penalidade valorada pelo produto da insuficiência de potência por um preço de penalização, chamado de Preço de Referência para Pagamento da Penalidade por Insuficiência de Lastro de Potência. Este preço é calculado com base no preço determinado pela ANEEL na Resolução Normativa 168/06, atualizado pelo IPCA, e corrigido por um fator de ajuste, obtido pela comparação do percentual de sobra de potência do sistema com 4 degraus estabelecidos pela ANEEL, que variam conforme a capacidade instalada do sistema e o período de maior consumo verificado.

5.5.8.3. Penalidade por Falta de Combustível

Os Agentes titulares de Usinas Termelétricas estão sujeitos a uma penalidade pela indisponibilidade de suas usinas, decorrente da falta de combustível. A penalidade é calculada mensalmente com base na energia não gerada pela falta do combustível, conforme informado pelo Operador Nacional do Sistema, precificada conforme metodologia específica.

Essa metodologia consiste em uma rampa gradual de preços, funcionando da seguinte forma:

- No primeiro mês em que se verificar a energia não gerada pela falta de combustível, o preço da penalidade corresponderá ao PLD médio acrescido de 25% da diferença entre o PLD máximo e o PLD médio⁵⁴.
- Para as demais verificações, o acréscimo ao PLD médio será de 50% para a segunda vez, 75% para a terceira vez e finalmente 100%, para as demais verificações. O preço descrito se mantém constante até que se verifiquem 12 meses seguidos sem a ocorrência da falta de combustível, para que o preço volte a ser calculado conforme o primeiro mês.

Os recursos oriundos da aplicação desta penalidade são revertidos em favor do abatimento dos Encargos de Serviços do Sistema.

5.5.8.4. Penalidades de Medição

A CCEE também monitora o atendimento pelos agentes a algumas condições específicas, previstas no Procedimento de Comercialização PdC ME. 07 – Apuração de Não Conformidades e Penalidades de Medição. Este procedimento prevê três infrações passíveis de aplicação de penalidades do SCDE:

⁵⁴ **PLD médio** – obtido pela média ponderada do PLD mensal pela carga dos últimos 12 meses. O PLD mensal é obtido em função dos PLDs semanais publicados pela CCEE

- **Penalidade por Infração na Instalação e/ou Adequação do SMF – Sistema de Medição para Faturamento**

Para apuração desta infração, é observada a situação de cada Ponto de Medição quanto à não instalação ou não adequação aos requisitos técnicos previstos no Anexo I do Submódulo 12.2 dos Procedimentos de Rede do ONS.

Para cada Ponto de Medição não instalado ou não adequado, é aplicada uma penalidade em valor específico definido em Procedimento de Comercialização, multiplicado por um Fator de Penalidade, variável de acordo com o nível de tensão ao qual o ponto de medição está conectado.

- **Penalidade por Infração na Inspeção Lógica**

Para apuração desta infração, é observada a situação de cada Ponto de Medição após a programação de coleta da Inspeção Lógica de dados de medição realizada automaticamente pelo Módulo de Coleta do SCDE, de acordo com os critérios estabelecidos no cadastro do sistema. A inspeção lógica é uma coleta dos dados de medição diretamente no medidor com o objetivo de comparar com os dados encaminhados pelo agente de medição.

Para cada Ponto de Medição, é aplicada uma penalidade em valor específico definido em Procedimento de Comercialização, multiplicado por um Fator de Penalidade, variável de acordo com o nível de tensão ao qual o ponto de medição está conectado.

- **Penalidade por Ausência de Coleta de Dados de Medição para Contabilização**

Para apuração desta infração, é observado o total de horas com medições faltantes no SCDE em um mês de apuração de cada Ponto de Medição. O Agente está sujeito à aplicação da penalidade se possuir períodos faltantes maiores ou iguais a 120 horas ininterruptas ou 240 horas alternadas.

O valor da penalidade a ser aplicada ao Ponto de Medição com dados faltantes é o resultado da multiplicação de três itens, o Valor de Referência (VR) vigente, a quantidade de horas faltantes e o Fator de Penalidade, variável de acordo com o nível de tensão ao qual o ponto de medição está conectado.

Caso os Agentes de Medição informem à CCEE, previamente, a realização de intervenções preventivas ou corretivas no Sistema de Medição, eventualmente podem se isentar da aplicação das penalidades por infração na inspeção lógica ou por ausência de coleta de dados de medição.

5.5.8.5. MCSD Ex-Post

Com o objetivo de otimizar a alocação entre as distribuidoras da energia adquirida nos leilões de energia de empreendimentos existentes, e de forma a minimizar o risco de penalidades por insuficiência de cobertura de consumo, foi proposta a implementação de um mecanismo adicional, denominado de MCSD Ex-Post, o qual

faz parte das Regras de Comercialização atuais e cuja aplicação é prevista anualmente.

Esse mecanismo é executado em janeiro de cada ano pela CCEE, antes do cálculo da penalidade de cobertura de consumo para agentes de distribuição e tem como objetivo alocar as sobras de CCEARs das distribuidoras para atendimento aos déficits de CCEARs de outras distribuidoras, dentro do período de 12 meses do ano civil anterior.

O MCSD Ex-post é facultativo para todas as distribuidoras que compraram pelo menos um produto nos leilões de energia de empreendimentos existentes e ocorre de forma multilateral, ou seja, não são identificados os Agentes que formam os pares de Cedentes/Cessionários.

Os montantes recebidos por um agente deficitário constituem lastro para atendimento à exigência de 100% de cobertura de consumo. A transferência de energia no MCSD Ex-post tem utilização exclusiva na apuração de penalidade dos Distribuidores, não alterando as quantidades contratadas dos agentes e nem as quantidades sazonalizadas.

5.5.9.Consolidação de Resultados

No processamento final da contabilização são calculados os valores de receitas e despesas na CCEE dos Perfis⁵⁵ de Geração e Consumo de todos os Agentes. Os resultados dos diversos perfis de um agente são, então, somados, resultando em um valor final a receber ou a pagar por CNPJ, a ser efetivado na Liquidação Financeira.

A seguir, são apresentados os componentes utilizados no cálculo da contabilização para o perfil de geração e para o perfil de consumo de cada agente.

Consolidação dos resultados para o Perfil de Geração do Agente

A Figura 30 apresenta os recebimentos ou pagamentos considerados na apuração dos resultados para o Perfil de Geração do Agente:

⁵⁵ **Perfis** – característica dos agentes, se o mesmo é um gerador de energia (perfil de geração) ou um consumidor de energia (perfil de consumo).

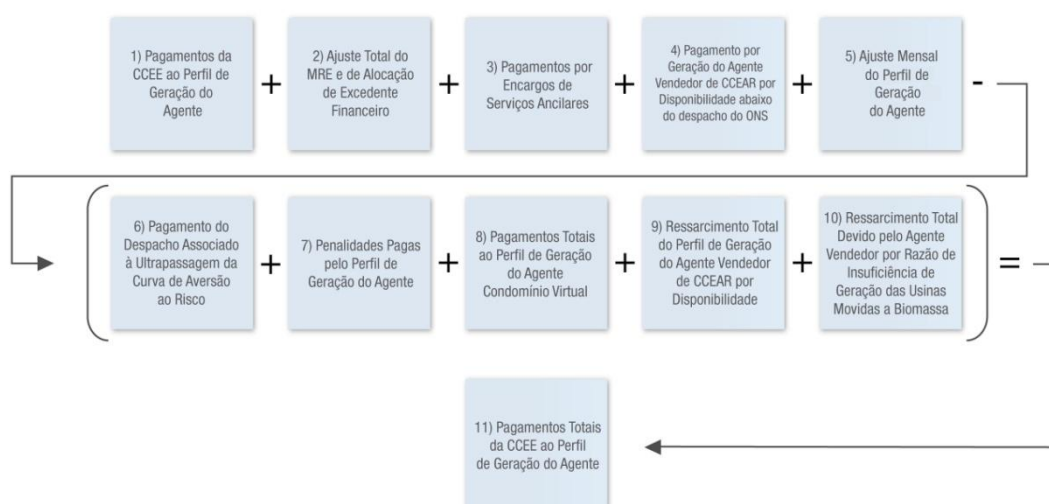


Figura 30 - Consolidação dos resultados para o Perfil de Geração do Agente

1) Pagamentos da CCEE ao Perfil de Geração do Agente:

Corresponde ao valor total de pagamentos ou recebimentos, por submercado, devido a cada perfil de geração na CCEE. Este valor é composto por:

- Pagamentos ou recebimentos devido à diferença entre a energia alocada e a energia contratada, valorada ao Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), calculados em cada um dos submercados e em cada patamar de carga (leve, médio e pesado). A energia alocada corresponde à geração de todas as usinas do agente, ajustada pelos efeitos do MRE;
- Recebimentos dos Agentes de geração pelos custos incorridos na manutenção da estabilidade do sistema, em decorrência de restrições na operação do Sistema Interligado Nacional;
- Pagamento do consumo das usinas do agente: refere-se à energia consumida por um gerador, para a manutenção da própria usina geradora, na hipótese do referido Agente não ter gerado em um determinado período de apuração;
- Recebimento dos Agentes de geração pelos custos incorridos no despacho em razão de segurança energética e por ultrapassagem da curva de aversão ao risco.

2) Ajuste Total do MRE e de Alocação de Excedente Financeiro:

Valor correspondente aos pagamentos ou recebimentos decorrentes dos montantes de Superávit de Garantia Física em relação à Geração verificada (montantes doados) e dos montantes de déficit de Garantia Física em relação à Geração verificada (montantes recebidos) no MRE, bem como os efeitos das exposições positivas e negativas verificadas no Excedente Financeiro, além do rateio das

exposições residuais negativas remanescentes entre todos os Agentes participantes do MRE (Mecanismo de Realocação de Energia).

Inclui também a cobertura de eventuais exposições negativas residuais do mês anterior de apuração, bem como um eventual alívio retroativo de exposições negativas, para os 12 meses anteriores ao mês de apuração.

3) Pagamentos por Encargos de Serviços Ancilares:

Correspondem aos ressarcimentos aos Agentes por prestação de compensação síncrona ao sistema, calculados por submercado e por patamar de carga, bem como aos ressarcimentos por prestação de outros serviços ancilares, tais como investimentos em Reserva de Prontidão, CAG – Controle Automático de Geração, SEP – Sistema Especial de Proteção, Auto-Restabelecimento e equipamentos para prestação de serviços ancilares.

4) Pagamento por Geração do Agente Vendedor de CCEAR por Disponibilidade abaixo do despacho do ONS:

Corresponde ao pagamento que deve ser feito aos geradores comprometidos com CCEAR por Disponibilidade quando estes gerarem abaixo do despacho do ONS. O ressarcimento é equivalente à quantidade de energia que deixou de ser gerada, multiplicada pela declaração de preço do combustível, valor este informado pelo ONS por usina, por período de comercialização.

5) Ajuste Mensal do Perfil de Geração do Agente:

Ajustes referentes às recontabilizações de eventos já liquidados que correspondem à diferença entre o resultado final do Agente na recontabilização⁵⁶ e o resultado final do Agente no evento imediatamente anterior.

6) Pagamento do Despacho Associado à Ultrapassagem da Curva de Aversão ao Risco:

Corresponde ao valor a ser pago pelo Agente em decorrência do rateio dos custos associados ao despacho por ultrapassagem da curva de aversão ao risco.

7) Penalidades Pagas pelo Perfil de Geração do Agente:

Correspondem aos montantes efetivamente pagos pelo Agente das penalidades de medição, por insuficiência de lastro de energia e de potência, por falta de combustível, bem como multa por não aporte de garantias financeiras. Tais garantias são apresentadas no item 6.1 deste documento.

⁵⁶ **Recontabilização** - realizada quando os dados e os valores relativos a um processo de Contabilização e Liquidação mensal já encerrado, mesmo que auditados, forem alterados em decorrência de decisão judicial transitada e julgada, de revogação de liminar ou de decisão arbitral, de decisão administrativa do Conselho de Administração da CCEE ou de determinação legal.

8) Pagamentos Totais ao Perfil de Geração do Agente Condomínio Virtual:

Corresponde ao pagamento específico ao Agente Condomínio Virtual, em decorrência de suas exposições no mercado de curto prazo, bem como do recebimento dos encargos de serviços ancilares.

9) Ressarcimento Total do Perfil de Geração do Agente Vendedor de CCEAR por Disponibilidade:

Corresponde aos pagamentos dos Agentes vendedores de CCEARs por disponibilidade, em decorrência de indisponibilidade de suas respectivas usinas e/ou de geração verificada inferior à inflexibilidade da usina.

10) Ressarcimento Total Devido pelo Agente Vendedor por Razão de Insuficiência de Geração das Usinas Movidas a Biomassa:

Corresponde ao pagamento dos Agentes de Geração com usinas movidas a Biomassa modalidade de despacho Tipo IB, IIB e III, comprometidos com CCEARs por disponibilidade, em decorrência de exposições do Condomínio Virtual no mercado de curto prazo. – inserir nota de rodapé definindo as modalidades de despacho.

11) Pagamentos Totais da CCEE ao Perfil de Geração do Agente:

Todas as parcelas calculadas para o Perfil de Geração do Agente são somadas para o mês de apuração, considerando-se todos os submercados, totalizando um valor mensal a receber ou a pagar para o respectivo perfil.

Consolidação dos resultados para o Perfil de Consumo do Agente

A Figura 31 apresenta os pagamentos ou recebimentos considerados na apuração dos resultados para o Perfil de Consumo do Agente.



Figura 31 - Consolidação dos resultados para o Perfil de Consumo do Agente

1) Pagamento Total do Perfil de Consumo do Agente à CCEE:

Corresponde ao valor total de pagamentos ou recebimentos no mercado de curto prazo devido a cada perfil de consumo na CCEE, adicionado de ajustes de recontabilizações. Este valor é composto das seguintes parcelas:

- Pagamento do Perfil de Consumo do Agente à CCEE por Energia: pagamentos ou recebimentos devido à diferença entre a energia consumida e a energia contratada, valorada ao Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), calculados em cada um dos submercados e em cada patamar de carga (leve, médio e pesado);
- Ajuste Mensal do Perfil de Consumo do Agente: ajustes referentes às recontabilizações de eventos já liquidados, correspondendo à diferença entre o resultado final do Agente na recontabilização atual e o resultado final do Agente no evento imediatamente anterior.

2) Pagamento Total do Agente de Distribuição pela Geração Realizada Abaixo do Despacho do ONS:

Corresponde ao pagamento que deve ser feito pelos distribuidores aos geradores comprometidos com CCEAR por Disponibilidade quando estes gerarem abaixo do despacho do ONS. Este pagamento é equivalente à quantidade de energia que deixou de ser gerada, multiplicada pela declaração de preço do combustível, valor este informado pelo ONS por usina, por período de comercialização.

3) Pagamento Total Devido aos Encargos de Serviços do Sistema do Agente:

Corresponde ao valor total de pagamentos associados aos encargos de serviços de sistema, incluindo os encargos por razão de segurança energética.

4) Compensação dos Custos do Agente Cessionário:

Corresponde ao pagamento a ser efetuado pelos Agentes Distribuidores cessionários devido à energia recebida pelo Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits Ex-Post (MCSD Ex-Post). Os resultados desse mecanismo são aplicados na Contabilização de Janeiro de cada ano e valorados ao Preço de Referência dos Déficits. Esse preço é calculado pela divisão entre o total em reais a receber pelas distribuidoras cedentes de energia e o total recebido em MWh pelas demais distribuidoras no mecanismo.

5) Penalidades Pagas pelo Perfil de Consumo do Agente:

Correspondem aos montantes efetivamente pagos pelo Agente das penalidades de medição, por insuficiência de cobertura de consumo de energia, bem como multa por não aporte de garantias financeiras.

6) Pagamento do Despacho Associado à Ultrapassagem da Curva de Aversão ao Risco do Perfil de Consumo do Agente:

Corresponde ao valor a ser pago pelo Agente em decorrência do rateio dos custos associados ao despacho por ultrapassagem da curva de aversão ao risco.

7) Efeitos da Contratação por Disponibilidade no ACR:

Corresponde ao valor rateado a cada Distribuidora em decorrência dos Resultados do Condomínio Virtual para Leilões de Energia Nova, na modalidade de contratação por disponibilidade. O rateio dos resultados do condomínio é efetuado com base no montante contratado pela distribuidora no ano de apuração, em relação ao montante total contratado por todas as distribuidoras detentoras de CCEAR por Disponibilidade.

8) Ressarcimento do Distribuidor em Razão da Insuficiência de Geração de Usinas

Corresponde ao recebimento dos Agentes de Distribuição em razão da insuficiência de geração de usinas movidas a biomassa modalidade⁵⁷ Tipo IB, IIB e III, comprometidos com CCEARs por disponibilidade, em decorrência de exposições do Condomínio Virtual no mercado de curto prazo.

9) Ajustes de Exposições Financeiras dos CCEARs:

Corresponde aos pagamentos e recebimentos dos Agentes Distribuidores, associados aos montantes de exposições positivas (doados) e exposições negativas (recebidos) de CCEARs do referido perfil, além dos ajustes decorrentes do rateio das exposições negativas remanescentes de CCEARs. Inclui também a receita proveniente do rateio a todas as distribuidoras de eventual excedente de exposições positivas e penalidades.

10) Ressarcimento do Agente Distribuidor pelo Custo de Implementação, Operação e Manutenção de Sistema Especial de Proteção ou por Reposição dos Sistemas Existentes

Montante financeiro, determinado pela ANEEL, que o Agente Distribuidor deverá ser ressarcido em decorrência do Custo de Implementação, Operação e Manutenção de Sistema Especial de Proteção ou por Reposição dos Sistemas Existentes.

57 Modalidade de Despacho: As usinas são despachadas de acordo com as seguintes modalidades:

Tipo I – programação e despacho centralizados.

Tipo II – programação centralizada e despacho não centralizado.

Tipo III – programação e despacho não centralizados ou coordenados pelo ONS.

As usinas não hidráulicas classificadas pelo ONS como Tipo I ou II serão diferenciadas, no âmbito da CCEE, de acordo com seu Custo Variável Unitário (CVU), conforme abaixo:

Tipo IA e IIA - Usinas não hidráulicas classificadas pelo ONS como Tipo I ou II cujo CVU é diferente de zero.

Tipo IB e IIB - Usinas não hidráulicas classificadas pelo ONS como Tipo I ou II cujo CVU é igual a zero.

11) *Compensação dos Custos do Agente Cedente:*

Corresponde ao recebimento dos Agentes Distribuidores pelo montante de energia fornecida ao MCSD Ex-Post. Os resultados desse mecanismo são aplicados na Contabilização de Janeiro de cada ano e valorados pela diferença entre o mix de preços de CCEARs da distribuidora cedente e o preço médio de liquidação das diferenças aplicável a tal distribuidora.

12) *Total de Alívio do Pagamento de ESS*

Corresponde ao recebimento do perfil de consumo do Agente pelo eventual alívio retroativo de encargos de serviços de sistema dos 12 meses anteriores ao mês de apuração. Esse alívio pode ocorrer caso, no mês de apuração, haja Excedente Financeiro suficiente para, primeiramente, eliminar as exposições negativas de tal mês e, em seguida, eliminar as exposições negativas acumuladas do mês imediatamente anterior.

13) *Pagamento Total não Ajustado do Perfil de Consumo do Agente à CCEE*

Todas as parcelas calculadas para o Perfil de Consumo do Agente são somadas para o mês de apuração, considerando-se todos os submercados, totalizando um valor mensal a receber ou a pagar para o respectivo perfil.

14) *Pagamento Total Ajustado do Perfil de Consumo do Agente à CCEE:*

Em função do volume de cálculos efetuados nas Regras de Comercialização, podem ocorrer situações em que haja uma diferença mínima entre os totais de pagamentos e de recebimentos calculados pela CCEE. Para eliminar essa diferença, é calculado o Fator de Ajuste Financeiro, por meio da divisão do total de recebimentos pelo total de pagamentos no mês de apuração. Esse fator é aplicado sobre o pagamento não ajustado do perfil de consumo de cada Agente.

O valor final a pagar ou a receber, a ser atribuído ao Agente na Liquidação Financeira, corresponde à soma dos resultados finais dos perfis de geração e de consumo do agente. Este valor também pode ser composto de outros ajustes, adicionados aos valores finais calculados por perfil, conforme apresentado a seguir:

- Ajustes decorrentes da existência de decisões judiciais ou administrativas de caráter provisório;
- Ajustes decorrentes de multa, juros e atualização monetária de montantes de inadimplência de liquidações financeiras anteriores;
- Demais ajustes autorizados pelo Conselho de Administração da CCEE.

6. Liquidação Financeira

A CCEE tem como atribuição legal promover a Liquidação Financeira das operações referentes ao mercado de curto prazo, nos termos da Convenção de Comercialização.

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, sendo regulamentado pelas Resoluções ANEEL nº 552/02, nº 610/02, nº 635/02, nº 763/02, nº 23/03, nº 84/03, nº 216/06 (revogada) e nº 336/08.

As operações realizadas no âmbito da CCEE são contabilizadas e liquidadas de forma multilateral, ou seja, as transações são realizadas sem que haja indicação de parte e contraparte. Ao final de um determinado período de operações em base mensal, o SCL calcula qual a posição, devedora ou credora, de cada Agente com relação ao mercado de curto prazo.

A CCEE contratou uma instituição financeira autorizada pelo Banco Central para operacionalização do processo de Liquidação, além da custódia de garantias financeiras que são aportadas pelos Agentes da CCEE, visando garantir a segurança do processo e redução de risco das operações.

Para efetuar o aporte de garantias e para fins de Liquidação Financeira, o Agente deve abrir conta corrente específica junto ao Agente Custodiante⁵⁸ e Agente de Liquidação⁵⁹. Esta exigência é aplicável a todos os Agentes da CCEE, mesmo aos que já possuam conta junto à instituição financeira em questão.

Em função da impossibilidade de identificar contrapartes nas transações do mercado de curto prazo, caso algum Agente fique inadimplente e suas garantias financeiras não sejam suficientes para liquidar todo seu débito, é realizado um rateio desse saldo entre todos os Agentes Credores no processo.

Todos os resultados do processo de Liquidação Financeira são disponibilizados aos Agentes através do SCL, permitindo o acompanhamento das informações de forma transparente e assegurando a confiabilidade das atividades realizadas no âmbito da CCEE.

6.1. Garantias Financeiras

O processo de liquidação financeira resulta em quantias a pagar pelos agentes devedores e a receber pelos agentes credores. Consequentemente, inadimplências podem comprometer a segurança das operações de compra e venda de energia

58 Agente Custodiante: instituição financeira responsável pelo recebimento e Custódia das Garantias Financeiras.

59 Agente de Liquidação: instituição financeira contratada pela CCEE para proceder à Liquidação Financeira das operações realizadas no Mercado de Curto Prazo.

elétrica no mercado de curto prazo (MCP), exigindo um mecanismo que possa mitigar tais efeitos.

Nesse sentido, a ANEEL publicou a Resolução nº 161/01, estabelecendo penalidades vinculadas à compra e venda de energia elétrica no âmbito do MAE, antecessor da CCEE, e também a primeira metodologia de cálculo de Garantias Financeiras (GF), ou seja, a constituição de um fundo de reserva pelos agentes, proporcional à previsão de consumo de energia elétrica, que pudesse ser utilizado para cobrir eventuais inadimplências no processo de liquidação financeira.

Posteriormente, várias alterações foram implementadas com o objetivo de aprimorar a regra de garantias financeiras, buscando estabelecer uma metodologia que assegurasse maior confiabilidade ao mercado. Dessa forma, a Resolução Normativa nº 216/06 estabelecia uma metodologia que, de forma simplificada, levava em conta o histórico de contabilizações. As garantias eram determinadas como sendo o maior valor entre uma Garantia Mínima ou uma média das últimas três contabilizações do agente com saldo devedor, nos 24 meses precedentes à contabilização, multiplicado por um fator de ajuste, definido pela CCEE.

Entretanto, uma das limitações encontradas na metodologia foi de não haver um relacionamento direto entre o valor a ser aportado como Garantias e o valor a ser liquidado pelo agente, dado que as garantias sempre se referenciavam a acontecimentos do passado e não a expectativas de resultados no futuro.

Com o objetivo de dar mais robustez ao processo de liquidação, a CCEE, por meio de grupo de trabalho específico, estudou e propôs aprimoramento da metodologia de cálculo das garantias financeiras associado à liquidação das transações no mercado de curto prazo. A ANEEL, após submeter a proposta em audiência pública, promulgou a Resolução Normativa nº 336/08, que aprova a alteração das Regras de Comercialização de Energia Elétrica, referentes à metodologia de cálculo das Garantias Financeiras associadas à liquidação do Mercado de Curto Prazo – MCP.

A nova metodologia estabelece que o cálculo das Garantias Financeiras deve ser efetuado mensalmente, com base na análise da exposição de cada agente no Mercado de Curto Prazo (MCP), considerando a projeção de operações do agente nas próximas 6 liquidações financeiras. No cálculo, são considerados o resultado do agente no MCP do mês anterior contabilizado **(M-1)**, as exposições do agente no mês em curso **(M)** e as exposições de quatro meses à frente **(M+1 a M+4)**, como mostra a Figura 32.

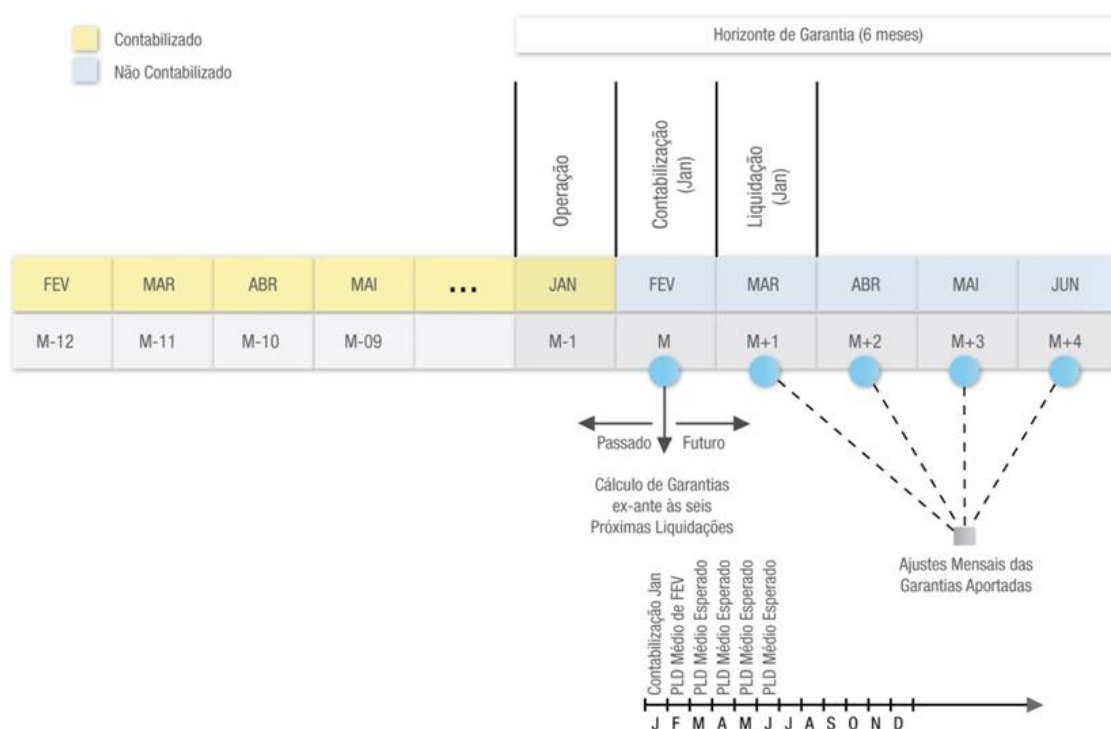


Figura 32 - Cálculo de Garantias

Para as Distribuidoras, a partir das regras de comercialização versão 2010, são considerados apenas os meses **M-1** e **M** no horizonte de cálculo das garantias financeiras.

Para efeito de cálculo das garantias, todos os montantes de cargas e contratos de venda registrados e validados no SCL, não cobertos por geração/contratos de compra, são considerados como exposições ao Mercado de Curto Prazo e, portanto, compõem o montante final de garantias financeiras a serem aportadas pelo Agente no mês.

As exposições do agente são valoradas pelo seguinte método:

- **M-1:** PLD verificado, calculado pela CCEE;
- **M:** PLD médio;
- **M+1 a M+4:** PLD esperado, considerado uma média de 2000 séries do modelo computacional NEWAVE.

Nos meses em que o Agente apresente uma expectativa de débito na Liquidação Financeira, será apurada uma Garantia Financeira correspondente a esse débito, de modo a mitigar eventual risco de inadimplência caso tal débito não seja quitado. Quando o Agente apresentar uma expectativa de crédito, não haverá necessidade de aporte de Garantias associadas a determinado mês.

Além disso, a metodologia estabelece a possibilidade de corrigir valores de aportes de garantias inferiores àqueles que deveriam ser realmente realizados pelos agentes. A CCEE arquiva os dados declarados de geração e consumo pelo agente nos meses **M+1 a M+4** e compara com os valores efetivamente registrados quando este mês se torna o mês da contabilização (**M-1**), admitindo uma tolerância de 10% sobre o valor declarado do agente. No caso dessa diferença exceder o limite estabelecido, o agente deverá complementar a diferença não aportada, valorada ao PLD da época em que a garantia deveria ter sido aportada.

O não aporte de garantia acarreta em multa de 5% sobre o valor não aportado, bem como comunicação à ANEEL. No caso de reincidência em um prazo de 24 meses, consecutiva ou alternada, é iniciado o processo de desligamento do agente da CCEE.

Os recursos referentes à multa pelo não aporte de garantias são utilizados para o abatimento de encargos de serviços do sistema (ESS).

7. Energia de Reserva

O Novo Modelo Institucional prevê a garantia na continuidade do fornecimento de energia elétrica por meio da aquisição de reserva de capacidade de geração. A contratação de Energia de Reserva surgiu da necessidade de se restaurar o equilíbrio físico do Sistema Interligado Nacional - SIN, aumentando a oferta de energia, bem como elevar a segurança de suprimento de energia elétrica.

De acordo com o Decreto nº 6.353/08, Energia de Reserva é aquela proveniente de usinas específicas, cuja geração é destinada a assegurar o fornecimento de energia elétrica ao SIN. A Energia de Reserva pode ser proveniente de novos empreendimentos de geração e de empreendimentos de geração existente, desde que acrescentem garantia física ao SIN, ou que não tenham entrado em operação comercial até a data da publicação do referido Decreto.

7.1. Os Leilões de Energia de Reserva

A Energia de Reserva é contratada através dos Leilões de Energia de Reserva – LER, os quais, de acordo com a Lei nº 10.848/04, devem ser promovidos pela ANEEL, direta ou indiretamente, de acordo com as diretrizes do Ministério de Minas e Energia – MME. A Energia de Reserva pode ser contratada nas modalidades por quantidade ou por disponibilidade e o prazo dos contratos não pode exceder 35 anos.

O montante total de Energia de Reserva a ser contratado nos LER é definido pelo MME, de acordo com resultados de estudos da EPE. A entrada em operação comercial das unidades geradoras dos empreendimentos que venderem nos LER pode ocorrer de forma escalonada, ou seja, no decorrer dos anos subsequentes ao ano de início de entrega da energia contratada. A contratação de toda parcela da garantia física proveniente do empreendimento contratado com a finalidade de reserva é assegurada, mesmo que a entrada em operação seja escalonada.

7.2. Mecanismo de Contratação de Energia de Reserva

A regulamentação da contratação de Energia de Reserva é dada pelo Decreto nº 6.353/08, no qual fica estabelecido que a energia adquirida nessa modalidade de leilão não pode constituir lastro para a revenda de energia, além de ser contabilizada diretamente no mercado de curto prazo (MCP) pela CCEE.

A contratação da Energia de Reserva é formalizada mediante a celebração de Contrato de Energia de Reserva - CER entre os agentes vendedores nos leilões e a CCEE, como representante dos agentes de consumo. É cobrado um encargo setorial aos Agentes do SIN com perfil de consumo, denominado de Encargo de Energia de Reserva - EER, recebido pela CCEE para efetuar os pagamentos aos agentes vendedores, de acordo com os termos dos CER.

Este encargo deve cobrir todos os custos advindos da contratação de energia de reserva, tais como custos administrativos, financeiros e tributários. O Encargo pago pelas distribuidoras é repassado na tarifa do mercado cativo, mediante reajuste tarifário das concessionárias.

É de responsabilidade da CCEE o recolhimento desse recurso, bem como a celebração do Contrato de Uso da Energia de Reserva - CONUER junto aos agentes com perfil de consumo, cujo modelo é estabelecido pela ANEEL e funciona como um contrato de adesão que deve ser firmado por todos os agentes com tal perfil.

A Figura 33 apresenta os dispositivos contratuais e financeiros decorrentes da contratação da Energia de Reserva.

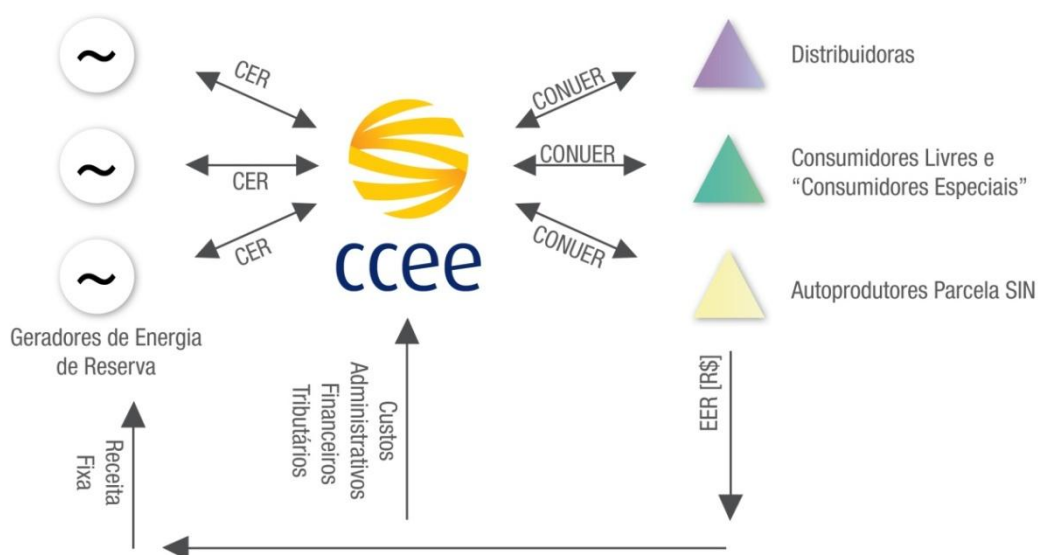


Figura 33 - Contratação de Energia de Reserva

7.3. Apuração e Liquidação de Energia de Reserva

A geração das usinas que compõem a Energia de Reserva é contabilizada e liquidada exclusivamente no MCP. Os valores monetários advindos desta liquidação devem ser destinados à Conta de Energia de Reserva – CONER, cuja estruturação e gestão são atribuições da CCEE, conforme procedimentos estabelecidos pela ANEEL.

O saldo da CONER é composto pela receita advinda da exposição positiva ao MCP decorrente da geração das usinas, pelo Encargo de Energia de Reserva – EER, por encargos moratórios advindos da eventual inadimplência no pagamento do EER e pelas penalidades previstas no CER. A CONER também deve ressarcir à CCEE os custos de estruturação e gestão dos contratos e da conta. A Figura 34 apresenta a estrutura de pagamentos e recebimentos da CONER.

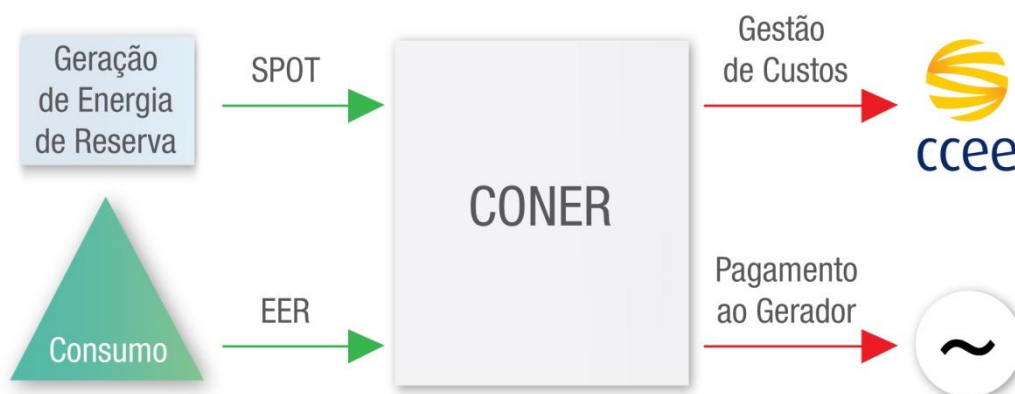


Figura 34 - Estrutura de pagamentos e recebimentos da CONER

Parte da CONER é destinada a um fundo de garantia, cujo objetivo é cobrir eventuais inadimplências no pagamento do EER. Com base na Receita Fixa Anual atualizada de cada empreendimento comprometido com o CER, determinada mensalmente pela CCEE, é calculado o Fundo de Garantia para Operacionalização da Contratação da Energia de Reserva. Além da Receita Fixa Anual, utiliza-se também no cálculo do Fundo de Garantia um fator de ajuste, determinado pelo Conselho da CCEE, além de um saldo comprometido com pagamentos retidos, por determinação da ANEEL.

A CCEE deve determinar o Saldo da Conta de Energia de Reserva para cada mês de apuração. Este saldo, que compõe a conta para cálculo do EER, é calculado levando-se em conta os seguintes itens, conforme Figura 35.



Figura 35 - Conta para cálculo do EER

- **Saldo do mês anterior:** Saldo da Conta de Energia de Reserva do mês anterior.
- **Encargos recolhidos no mês anterior:** Pagamento recolhido de Encargos de Energia de Reserva - EER, no processo de liquidação financeira das operações relativas à contratação de Energia de Reserva referentes ao mês anterior ao de apuração.
- **Pagamentos Moratórios do mês anterior:** Pagamento de encargos moratórios por inadimplência no recolhimento do EER (multa, juros e atualização monetária), no processo de liquidação financeira das operações relativas à contratação de Energia de Reserva referentes ao mês anterior ao de apuração.
- **Recebimentos dos geradores do mês passado:** Recebimento Total da Receita Fixa da Energia de Reserva referente ao mês anterior ao de apuração.
- **Pagamento ao ACER no mês:** Valor total de pagamentos ao Perfil de Geração do Agente Comercializador da Energia de Reserva – ACER no mês. Valor relativo à energia gerada pelo ACER (agente representado pela CCEE) e liquidada no MCP.
- **Rendimentos:** Valor de eventuais rendimentos financeiros obtidos na aplicação dos recursos da CONER, relativos ao Mês de Apuração, observados os custos administrativos, financeiros e tributários incorridos pela gestão da CCEE.

Com o valor em Reais do Saldo do mês, é possível calcular o valor do EER a ser pago pelos agentes com perfil consumo, como ilustra a Figura 36.

$$\text{Encargo} = \frac{\left[\frac{1}{12} \times \text{Receita Fixa Anual} \right] - \left[\text{Saldo do Mês} - \text{Fundo de Garantia} \right]}{\text{Consumo Médio de Referência para o Pagamento de Encargos}}$$

Figura 36 - Valor do Encargo de Energia de Reserva

O EER a ser pago mensalmente é, portanto, baseado no consumo médio de referência dos últimos 12 meses, incluindo o mês de referência, para cada Agente com perfil consumo. Com relação aos agentes geradores, o recebimento da receita fixa anual é dividido igualmente entre os 12 meses do ano.

Para efetuar a liquidação dos Encargos de Energia de Reserva, os Agentes com perfil consumo devem depositar os recursos financeiros referentes a seus débitos, os quais são repassados aos vendedores. A CCEE é responsável por disponibilizar os resultados aos Agentes, bem como informar possíveis inadimplências à ANEEL.

8. Procedimentos de Comercialização

Os Procedimentos de Comercialização (PdCs) são um conjunto de normas propostas pela CCEE e aprovadas pela ANEEL que definem condições, requisitos, eventos e prazos relativos à comercialização de energia elétrica no âmbito da CCEE.

Os Procedimentos de Comercialização podem ser atualizados nas seguintes situações:

- Por iniciativa da ANEEL;
- Por recomendação do Conselho de Administração da CCEE, em caso de adequações à legislação vigente ou mesmo para proposição de melhorias nos procedimentos;
- Por solicitação de qualquer Agente da CCEE.

Os Procedimentos de Comercialização estão estruturados nos seguintes grupos de atividades diretamente relacionadas às operações na CCEE:

AG – Registro de Agentes

Procedimentos relativos às atividades de adesão de agentes à CCEE, manutenção de cadastro de agentes e usuários dos sistemas, bem como desligamento de agentes da CCEE.

PE – Definição do Preço de Liquidação das Diferenças

Procedimento utilizado para definir o valor a ser praticado no preço do Mercado Spot por semana, patamar e submercado.

CO – Registro de Contratos

Procedimentos relativos ao registro de Contratos de Compra de Energia no Ambiente Livre e tratamentos específicos para demais contratos existentes.

AC – Administração de Contratos

Procedimentos utilizados para gestão dos contratos originados no ambiente de contratação regulada (ACR), para tratamento do MCSD Mensal, Anual e Ex-post, bem como para a apuração e liquidação das cessões do MCSD.

ME – Registro de Dados de Medição

Procedimentos utilizados para registro e manutenção de cadastros e informações de medição no SCL e SCDE. Neste grupo, estão inclusos também os procedimentos associados à apuração de não conformidades e penalidades de medição.

CZ – Processamento da Contabilização

Procedimentos referentes à execução de contabilizações e recontabilizações pela CCEE.

DR – Divulgação de Resultados

Procedimento relativo à disponibilização de informações sobre a comercialização de energia na CCEE, para todos os Agentes e para o público em geral, bem como à disponibilização de relatórios SCL contendo os resultados da contabilização e liquidação do mercado de curto prazo.

LF – Liquidação Financeira

Procedimentos relativos à Liquidação Financeira e ao cálculo e aporte de Garantias Financeiras, referentes às operações de compra e venda de energia elétrica realizadas no Mercado de Curto Prazo, no âmbito da CCEE. Neste grupo, estão inclusos também os procedimentos associados à liquidação financeira da contratação de energia de reserva.

AM – Acompanhamento do Mercado

Procedimentos relativos a ações de suporte aos Agentes, CAd, Superintendência e outras entidades do setor elétrico, através da resolução de solicitações, bem como do acompanhamento e análise das operações no mercado (ex: administração de votos e contribuições associativas, aferição e aplicação de penalidades).

Todos os Procedimentos de Comercialização utilizados nas operações no âmbito da CCEE são disponibilizados aos Agentes e ao público por meio do site institucional da Câmara, assegurando isonomia no tratamento aos Agentes, transparência e confiabilidade no cumprimento das obrigações, tanto pela Superintendência da CCEE quanto pelos Agentes da CCEE.

Em caso de alterações nos procedimentos de comercialização, os mesmos são submetidos a uma consulta pública⁶⁰, permitindo aos agentes encaminhar contribuições à ANEEL e auxiliar o aprofundamento das discussões.

9. Conflitos e Processos de Arbitragem

Um conflito reflete entendimentos diferentes a respeito da Convenção de Comercialização, Regras de Comercialização e Procedimentos de Comercialização ou qualquer norma aplicável à CCEE, à qual se encontrem submetidos os Agentes, ou uma discordância quanto à sua aplicação pela CCEE, excluídas as questões de cunho eminentemente regulatório, de competência da Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL.

O Conselho de Administração da CCEE, a partir de um requerimento inicial solicitado pelo agente, realiza uma Audiência de Conciliação entre as Partes envolvidas, na tentativa de homologar um acordo para o Conflito. Caso não ocorra acordo entre as Partes na Audiência de Conciliação, é realizada uma Audiência de Solução de Conflitos, sob coordenação do Conselho de Administração da CCEE, na qual são ouvidas as razões das Partes envolvidas, para uma decisão sobre o Conflito.

O Agente da CCEE pode também recorrer à Câmara de Arbitragem⁶¹ a qualquer momento, de acordo com a Convenção Arbitral⁶². Todos os agentes da CCEE devem obrigatoriamente assinar o Termo de Adesão à Convenção Arbitral, comprometendo-se em cumprir com as condições determinadas nesse documento.

Após o agente submeter um requerimento à Câmara de Arbitragem, é instaurado o procedimento arbitral e são indicados os árbitros.

Ao receber o requerimento de arbitragem e, mantendo a confidencialidade de informações, quando requerido expressamente pelo Agente, a Câmara de

60 **Consulta Pública** - Instrumento Administrativo, delegado pela Diretoria da Agência aos superintendentes da ANEEL, para apoiar as atividades das unidades organizacionais na instrução de processos de regulamentação ou na implementação de suas atribuições específicas. Em uma consulta pública, é permitida a participação e encaminhamento de contribuições por qualquer pessoa, física ou jurídica.

61 **Câmara de Arbitragem** - entidade externa eleita pelos Agentes da CCEE destinada a estruturar, organizar e administrar processo alternativo de Solução de Conflitos, que, no exercício estrito dos direitos disponíveis, deverá dirimir Conflitos por meio de arbitragem, nos termos da Convenção de Comercialização de Energia Elétrica e do Estatuto da CCEE.

62 **Convenção Arbitral** - documento de cunho multilateral celebrado entre os Agentes da CCEE e a CCEE que estabelece em suas cláusulas as condições que regem a Arbitragem no âmbito CCEE.

Arbitragem envia a todos os agentes (Signatários da Convenção Arbitral) uma cópia do requerimento de arbitragem, no prazo de 10 (dez) dias a contar de seu recebimento, para que os interessados, no prazo de 5 (cinco) dias a contar de seu recebimento, manifestem a intenção de integrar um dos lados da relação arbitral.

Os agentes envolvidos no processo são obrigados a cumprir a sentença arbitral, tal como proferida, na forma e prazos consignados.

10. Divulgação de Resultados

Com o objetivo de assegurar publicidade e transparência dos dados e informações resultantes das contabilizações e liquidações da CCEE, tanto para os Agentes quanto para o público em geral, e, em atendimento ao disposto no inciso X do art. 32 da Convenção de Comercialização de Energia Elétrica, são disponibilizadas mensalmente no site institucional da CCEE informações das operações realizadas no mercado.

Estas informações são apresentadas ao público por meio dos seguintes documentos:

- **Informações Mensais**

Apresenta informações mensais sobre as operações realizadas na CCEE, tais como geração e consumo totais por submercado, montantes totais de compra e venda de energia por tipo de contrato, energia total comercializada pelos Agentes no mercado de curto prazo, entre outras informações.

- **Informações Individuais dos Agentes da CCEE**

Apresenta os principais valores individuais dos Agentes apurados no processo de contabilização mensal, tais como montantes de garantia física por participante do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), para o ano em vigor, bem como pagamentos/recebimentos por energia comercializada no curto prazo.

- **Análise Anual**

Apresenta uma análise dos principais valores apurados no processo de Contabilização da CCEE, contemplando um horizonte anual de operações no mercado.

A CCEE também disponibiliza, exclusivamente aos agentes, relatórios detalhados no SCL, contendo os resultados da contabilização e liquidação do mercado de curto prazo, bem como os resultados referentes a demais cálculos efetuados pela CCEE (ex: cálculo de descontos na comercialização de energia incentivada).

Tais relatórios têm o objetivo de fornecer aos Agentes os dados necessários para a conferência dos resultados de suas operações na CCEE, em um ambiente seguro e de fácil acesso.

11. Atendimento e Capacitação dos Agentes da CCEE

A CCEE tem como responsabilidade prestar todo o suporte necessário para que os Agentes desempenhem adequadamente suas atividades no mercado. A CCEE possui uma área específica de Atendimento, composta por diversos especialistas e pela Central de Atendimento CCEE, canal de ligação direta entre a Câmara e os Agentes, investidores e público em geral, proporcionando o auxílio à solução de problemas e o esclarecimento de dúvidas, bem como assegurando respostas rápidas a todos os interessados.

Todo o contato entre a Central de Atendimento e os Agentes é registrado, o que permite um controle por parte do solicitante sobre seu questionamento e a segurança no recebimento de uma resposta.

Os agentes também podem solicitar esclarecimentos e informações por meio do sistema de Auto-Atendimento, disponibilizado no site institucional da CCEE. Os agentes ainda podem acompanhar o status de todos os seus chamados por meio desse sistema.

Outra responsabilidade da CCEE é planejar, desenvolver e executar ações para a capacitação contínua dos Agentes, instituições do setor elétrico, órgãos governamentais e outros públicos. Dessa forma, várias ações de capacitação são oferecidas de acordo com as necessidades identificadas para cada público, como por exemplo:

- Cursos sobre as operações das diferentes classes de Agentes na CCEE (Consumidores Livres, Geradores, Distribuidores e Comercializadores);
- Cursos detalhados de Regras e Procedimentos de Comercialização;
- Cursos nos Sistemas Sinercom e SCDE;
- Cursos nos Modelos Computacionais NEWAVE e DECOMP, realizados em parceria com o ONS;

O cronograma e informações sobre os cursos oferecidos são disponibilizados no *site* da CCEE, por meio do qual o agente pode realizar sua inscrição nos cursos desejados.