

2 O SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

Este capítulo irá apresentar alguns aspectos regulatórios do Sistema Elétrico Brasileiro (SEB) pertinentes para o assunto deste trabalho. Estes aspectos serão detalhados de maneira a explicitar os riscos e oportunidades resultantes destas regras e que foram a motivação deste estudo.

2.1 Aspectos Físicos

O Sistema Elétrico Brasileiro (SEB) pode ser dividido em dois subsistemas: o Sistema Interligado Nacional (SIN) e o Sistema Isolado.

O Sistema Isolado refere-se a alguns estados da região Norte - Amapá, Roraima, Rondônia, Acre, Para e Amazônia – que não estão interligados ao resto do sistema. O Sistema Isolado compreende 45% do território nacional, porém representa somente 2% da demanda total do país. Este sistema não será objeto de estudo nesta dissertação devido às diferenças entre as regras de despacho, comerciais e de regulação do Sistema Interligado em relação aos sistemas isolados.

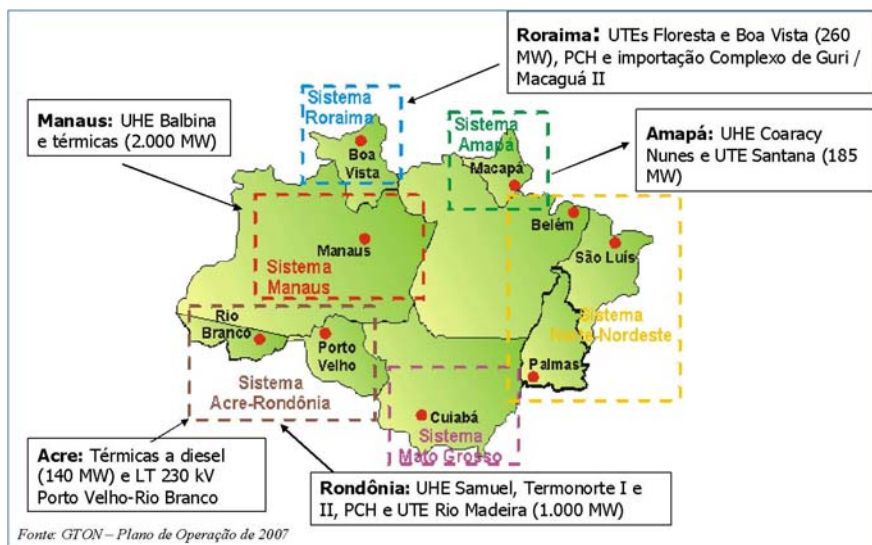


Figura 2-1 Sistemas Isolados no Brasil

O Sistema Interligado Nacional atende 98% do consumo de energia do país. Em 31 de dezembro de 2007 a capacidade instalada do SIN era de 104.703 MW.

A participação hidroelétrica era de 79,1%, com mais de uma centena de usinas hidroelétricas com potência instalada superior a 30 MW, localizadas em 12 bacias hidrográficas principais e mais de duzentas pequenas centrais hidrelétricas (PCHs).

A geração termoelétrica a partir de combustíveis fósseis representa outros 14,8% de capacidade instalada, operando de forma complementar ao sistema hidroelétrico, tendo como combustíveis carvão, gás natural, óleo diesel e óleo combustível.

As fontes de energia alternativa representam aproximadamente 4,2% da capacidade instalada no SIN com fontes eólicas e de biomassa.

Por último, as usinas nucleares (Angra I e II) representam 2% da capacidade do parque gerador instalado no SIN.

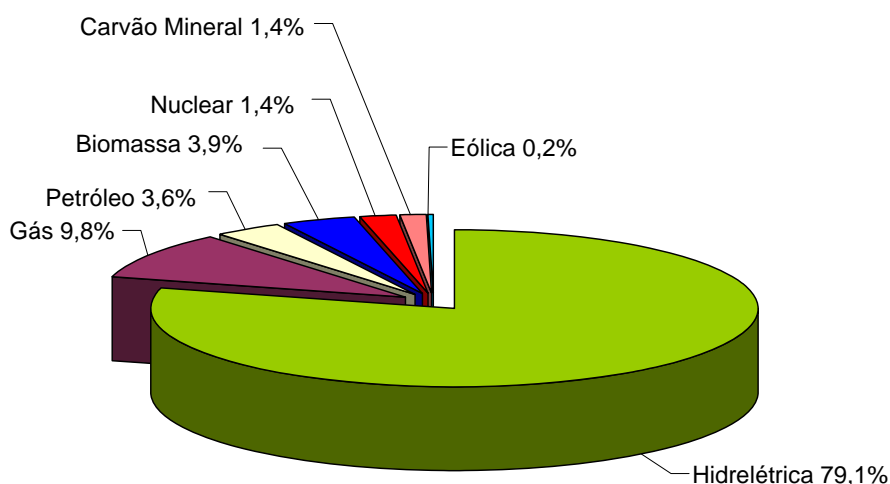


Figura 2-2- Composição da matriz de energia elétrica

A área suprida pelo SIN é interconectada por aproximadamente 87.445 km de linhas de transmissão de alta tensão, a chamada Rede Básica, que possui circuitos com tensão variando de 230 kV a 765 kV em corrente alternada. Adicionalmente, o país possui dois links em corrente contínua (CC) de ± 600 kV conectando a usina hidroelétrica de Itaipu, localizada no oeste do Paraná, à subestação Ibiúna na Grande São Paulo. A entrada de agentes privados na expansão do sistema de transmissão tem ocorrido de maneira acelerada, de forma

que, atualmente, a participação privada na receita anual da transmissão é de 40% . Além da usina binacional Itaipu, a principal interconexão internacional do SIN ocorre através da conversora *back-to-back* de Garabi, que interconecta os sistemas do Brasil e Argentina podendo transmitir até 2.200 MW.

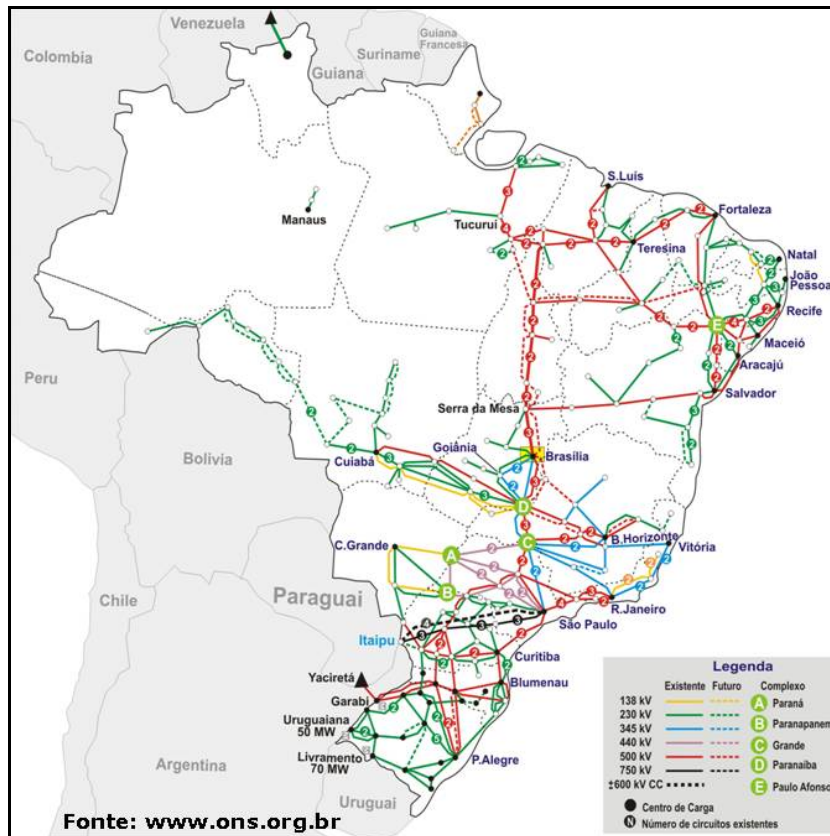


Figura 2-3 - Sistema de Transmissão, horizonte 2007-2009

Devido às restrições de transmissão entre as diferentes regiões do SIN, este é sub-dividido em quatro “sub-mercados”: Sul (englobando a região Sul do país), Sudeste (englobando as regiões Sudeste e Centro-Oeste do país), Nordeste (englobando a região Nordeste do país) e Norte (que inclui o Maranhão, Tocantins e parte do Pará). Estes sub-mercados são levados em consideração no cálculo do Custo Marginal de Operação (CMO) e na formação do preço spot, conforme será detalhado mais à frente.

2.2 Regulamentação

A regulamentação criada no “novo modelo setorial” do SEB tem como objetivos principais: assegurar a expansão da oferta, garantir tarifas módicas ao consumidor final e garantir um marco regulatório estável.

Nesta seção serão detalhados alguns aspectos da regulamentação do SEB.

2.2.1 *As duas regras básicas para a segurança de suprimento*

A segurança de suprimento é garantida no SEB através de duas regras básicas:

- Regra Básica #1 estabelece que todo consumo de energia no sistema deve estar 100% coberto por contratos de energia.

Isto significa que deve existir um contrato de suprimento de energia para cada MWh consumido no sistema. Esta obrigação é aplicável a distribuidoras e consumidores livres. Cada contrato deve ser registrado na CCEE, sendo que a auto-produção é equivalente a um contrato de suprimento para efeito da Regra Básica #1.

A verificação da cobertura contratual para as distribuidoras é realizada anualmente: o consumo acumulado em MWh nos 12 meses do ano civil precedente deve ser menor ou igual ao montante contratado acumulado em MWh neste mesmo período. Para os consumidores livres a verificação é mensal, por uma janela móvel de 12 meses.

- Regra Básica #2 estabelece que, embora os contratos bilaterais sejam instrumentos financeiros, eles devem ter um lastro físico de geração capaz de produzir o montante de energia contratada de maneira sustentável. Este lastro físico pode ser assegurado por projetos de geração própria ou por contratos de suprimento de terceiros, que por sua vez devem estar lastreados por projetos.

Para verificar esta regra, o MME atribui a cada usina no SEB um montante de energia (medido em MWh/ano) correspondendo à sua capacidade de produção sustentável. Este valor - conhecido como energia assegurada para as usinas hidroelétricas e garantia física para as usinas não-hidroelétricas - é parte do contrato de concessão de usinas hidroelétricas e da autorização concedida a outros empreendimentos (que não hidroelétricas). Todos os equipamentos de geração

(hidrelétricas, termelétricas, eólicas, biomassa etc.) têm um certificado de Energia Assegurada / Garantia Física.

A metodologia para o cálculo das garantias físicas (ou energias asseguradas) é bastante complexa, mas de forma geral, elas refletem a contribuição de energia de cada usina durante os períodos secos. Todos estes valores são certificados pelo governo e publicados pelo MME para cada gerador no sistema. Para as usinas hidroelétricas, por exemplo, eles correspondem à capacidade de produção contínua durante os anos secos. Para usinas térmicas eles são dados pela capacidade disponível (descontando as taxas médias de parada forçada e programada) e ajustadas por um fator “reductor” que depende simultaneamente do custo operativo variável e geração mínima.

Atualmente, os órgãos reguladores e agentes do setor elétrico vêm sinalizando a intenção de substituir a nomenclatura “Energia Assegurada” (no caso das hidroelétricas) por “Garantia Física” (para todas as usinas, inclusive as hidroelétricas) de maneira a simplificar a nomenclatura oficial, já que ambas têm, regulatoriamente, a mesma função (limitar o montante máximo passível de venda pelas usinas através de contratos). Dessa maneira, para efeitos desta dissertação, os termos energia assegurada, energia firme, lastro e garantia física serão considerados sinônimos, sendo este último o utilizado ao longo da dissertação.

2.2.2 Os Ambientes de Contratação – ACR e ACL

Dois ambientes de contratação foram definidos pelas novas regras, englobando todos os agentes do setor: Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e Ambiente de Contratação Livre (ACL).

No ACR é comercializada a energia pelas distribuidoras para o atendimento da demanda dos consumidores cativos (ou regulados). Um dos aspectos que diferenciam o novo modelo institucional do anterior é o seu esquema de contratação para os consumidores cativos. Pelo esquema anterior, uma distribuidora poderia estabelecer contratos bilaterais diretamente com geradores ou produtores independentes de energia (PIE). Já no novo modelo, as distribuidoras devem contratar sua energia somente através de leilões públicos. Um aspecto importante desta medida é que as distribuidoras não são mais livres para assinar contratos de “self-dealing”, isto é, compra de energia de empresa do

mesmo grupo: agora elas podem fazê-lo somente através de leilões nos quais eles concorrem em igualdade de condições com os demais geradores, assinando contratos com todas as distribuidoras.

O Ambiente de Contratação Livre (ACL) é onde ocorrem todas as transações e negociações de energia feitas diretamente entre geradores e os consumidores participantes (denominados Consumidores Livres). Neste ambiente os contratos bilaterais são livremente negociados entre as partes. Qualquer consumidor conectado ao sistema após a promulgação da Lei nº 9.074/95 e cuja demanda seja superior a 3 MW é potencialmente livre. Consumidores existentes antes da Lei são livres somente se seu consumo for superior a 3 MW e estiverem conectados a rede de transmissão de 69 kV ou superior.

O mercado livre de energia vem experimentando um crescimento vertiginoso nos últimos anos. A grande flexibilidade nas condições de negociação dos contratos bilaterais vem se mostrando um grande atrativo, o que tem resultado em grande número de consumidores cativos migrando para o mercado livre. Dados recentes indicam a existência de aproximadamente 700 consumidores livres e autoprodutores registrados na CCEE cuja carga corresponde a aproximadamente 28% do consumo total do SIN.

A Figura 2-4 apresenta a evolução da participação dos consumidores livres no consumo do Mercado de Fornecimento de Energia Elétrica, que corresponde ao consumo total medido no SIN subtraído do volume de energia autoproduzida e transportada pela rede. Os dados apresentados neste gráfico foram compilados a partir de dados originais contidos em 87[8]- [13].

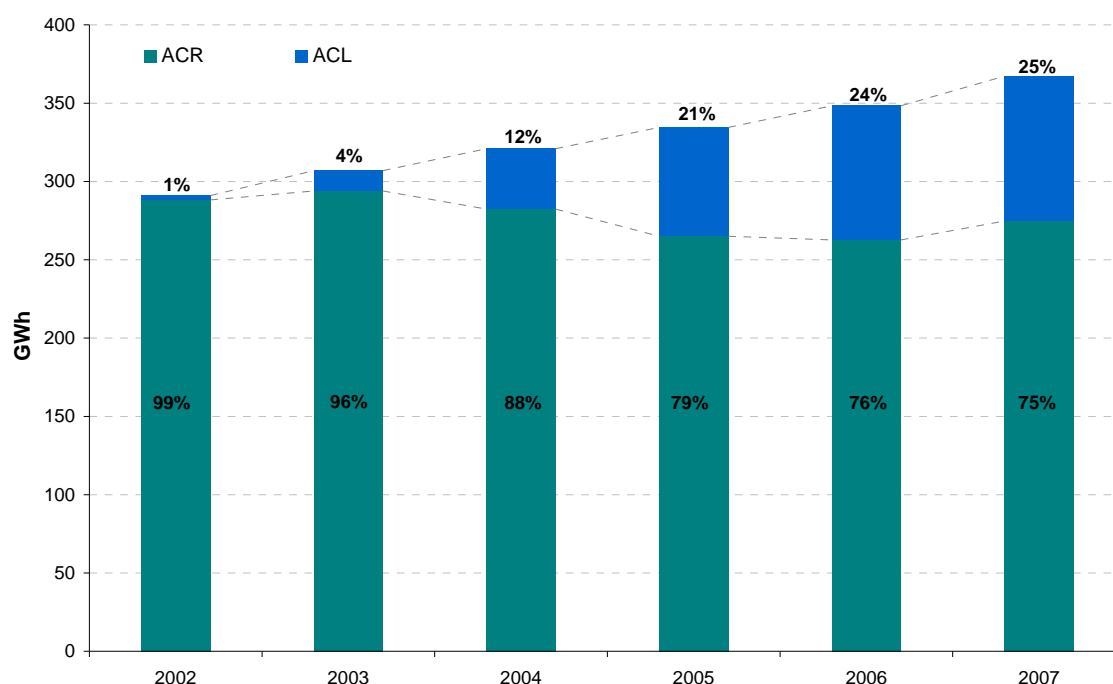


Figura 2-4 - Evolução do Consumo no ACR e ACL

Uma característica importante do ACL e que impulsionou este ambiente de comercialização foi a regulamentação em 2006 pela ANEEL da lei Nº 9.427 de dezembro de 1996, Art. 26 que criou a figura do Consumidor Especial. Este passou a ser definido como um consumidor livre (ou um condomínio de consumidores livres) com carga igual ou superior a 500 kW. A estes Consumidores Especiais foi dado o direito de comprar energia de fontes alternativas (PCH, biomassa, eólica e solar com Potência Instalada menor ou igual a 30 MW) com desconto de até 50% em suas tarifas de distribuição/transmissão. Os geradores de fontes alternativas que vendem energia a estes Consumidores Especiais são chamados de Geradores Incentivados e este tipo de energia é chamado de Energia Incentivada.

A criação das figuras dos Consumidores Especiais e dos Geradores Incentivados no ACL criou grandes oportunidades para geradores de energia a partir de fontes alternativas uma vez que o gerador pode aproveitar-se do desconto dado aos consumidores livres em suas tarifas de distribuição para cobrar um preço maior pela sua energia de maneira que o negócio ainda seja atraente para o consumidor.

No entanto, as características específicas de cada um desses geradores por vezes impedem que eles comercializem de maneira eficiente e rentável sua energia.

Geradores à Biomassa de cana de açúcar, por exemplo, possuem uma geração de energia sazonal (restrita aos meses de safra da cana). Dessa maneira, caso eles se comprometam a fornecer um contrato de energia para um consumidor especial no ACL, eles terão que arcar com a compra de energia nos meses fora de safra. Isto, como será visto na seção a seguir, pode mostrar-se inviável financeiramente caso o preço de curto prazo suba muito.

Já as PCHs, que são usinas a fio d'água (sem grandes reservatórios), sofrem com a imprevisibilidade das vazões nos rios nos quais elas se situam. Dessa maneira, assim como as Usinas a Biomassa, elas sofrem grande risco de precisarem comprar energia no mercado de curto prazo para complementar a insuficiência de sua produção.

O tema desta dissertação é exatamente a discussão sobre maneiras para que os geradores incentivados consigam diminuir seu risco financeiro. Essas maneiras incluem a combinação de PCHs e Usinas Biomassa em um mesmo portfólio de geração e a sazonalização da garantia física das PCHs.

Dessa maneira, para efeito do tema desta dissertação, será considerado apenas o ACL, já que somente neste ambiente os geradores e consumidores podem negociar diretamente entre si seus contratos bilaterais.

2.2.3 Mercado de curto prazo

A existência de dois ambientes de comercialização para contratação de energia no Brasil não elimina a necessidade de um local onde as diferenças entre energia fisicamente produzida/consumida e energia contratada sejam contabilizadas e liquidadas.

Este ambiente é conhecido como o “mercado de curto prazo”, que é administrado pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). A participação neste mercado é compulsória para geradores, distribuidoras, importadores, exportadores, comercializadores e consumidores livres no SIN. As exceções são os geradores menores que 50 MW e distribuidoras que comercializam menos que 500 GWh/ano.

Apesar de ser chamado de “mercado de curto prazo”, este ambiente não funciona literalmente como um “mercado”. Os agentes compradores de energia não fazem lances de compra e nem os agentes vendedores de energia fazem lances de venda. Na prática, após cada período de contabilização – que atualmente é semanal – a CCEE mede a energia gerada (ou consumida) e a energia contratada por cada agente. As diferenças existentes são então liquidadas financeiramente utilizando o preço de mercado do CCEE - denominado Preço de Liquidação de Diferenças (PLD) - para valorar essa diferença de energia.

Por exemplo, seja o caso de um gerador que assinou um contrato com um consumidor para vender 10 MWh de energia em uma certa semana na qual o PLD foi igual a 50 R\$/MWh. No entanto, esse gerador só produziu efetivamente 8 MWh nesta semana. Assim, ele terá de cobrir esse déficit de 2 MWh “comprando” esse montante de energia na CCEE pagando o preço de 50 R\$/MWh (na prática, essa diferença será automaticamente liquidada pela CCEE que, por sua vez, fará uma cobrança ao gerador de R\$ 100).

Por sua vez, o PLD - apesar de ser conhecido como o “preço spot” do mercado elétrico - não é definido entre vendedores e compradores de energia através de lances de compra e venda de energia. Na prática, ele é uma das saídas de modelos computacionais (gerenciados pelo ONS), 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 seção a seguir irá explicar com mais detalhes o processo de formação do PLD e suas características como a alta volatilidade.

A exposição às liquidações financeiras no CCEE é uma grande componente de risco financeiro que deve ser levada em conta por geradores e consumidores em seu processo decisório. O controle desse risco financeiro no CCEE é parte central do tema desta dissertação.

2.2.4 Processo de Formação de Preços do CCEE

As usinas pertencentes ao Sistema Interligado Brasil operam no sistema de despacho centralizado. Isso significa que a decisão de quanta energia gerar em cada estágio não é tomada individualmente por cada gerador. Na prática, essa

decisão é tomada pelo Operador Nacional do Sistema (ONS), que opera todas as usinas do SIN de maneira conjunta, como se todas fossem de sua propriedade. O ONS determina a produção horária (MWh) de cada usina do sistema tendo como objetivo minimizar o valor esperado do custo operativo do sistema ao longo dos próximos cinco anos, levando em consideração a estocasticidade das aflúências nesse período.

Para realizar este trabalho o ONS utiliza as seguintes informações sobre a configuração atual do sistema:

- estado de armazenamento atual dos reservatórios;
- aflúências observadas nos meses anteriores;
- cronograma de entrada e disponibilidade dos equipamentos de geração e transmissão durante os próximos cinco anos;
- custo operativo das usinas térmicas; e
- demanda prevista para os próximos cinco anos.

Esses dados servem então de entrada para uma cadeia de modelos computacionais de otimização estocástica multiestágio que considera uma representação detalhada das incertezas das aflúências fluviais (ver [14] e [15]). Esses modelos vão da análise de longo prazo até o despacho horário, levando em consideração as restrições detalhadas da rede de transmissão.

A metodologia empregada nestes modelos é detalhada no Anexo A.

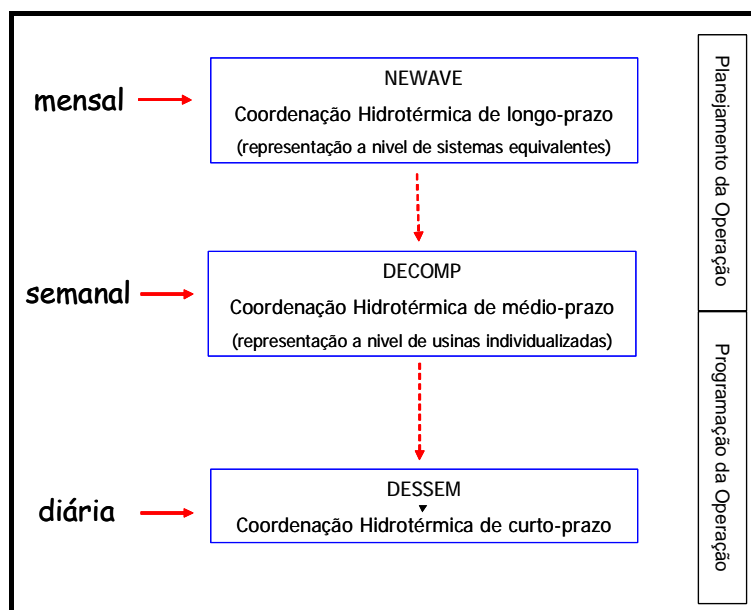


Figura 2-5– Cadeia de Modelos

Nesta cadeia, os modelos diferem entre si no que diz respeito ao horizonte de simulação e ao detalhamento da modelagem do sistema.

O modelo Newave é um modelo de otimização para o planejamento de médio prazo da operação (até 5 anos), com discretização mensal e representação a sistemas equivalentes. Seu objetivo é determinar a estratégia de geração hidráulica e térmica em cada estágio que minimiza o valor esperado do custo de operação para todo o período de planejamento. Um dos principais resultados desse modelo são as funções de custo futuro, que traduzem para os modelos de subseqüentes etapas (de mais curto prazo) o impacto da utilização da água armazenada nos reservatórios. Adicionalmente, este modelo fornece os custos marginais de operação em base mensal, que são importantes indicadores dos preços do CCEE.

O modelo Decomp é um modelo de otimização para o horizonte de médio prazo (até 12 meses), que representa o primeiro mês em base semanal e através de vazões previstas (determinísticas). A aleatoriedade das vazões do restante do período é representada através de uma árvore de possibilidades (cenários de vazões). O parque gerador é representado individualizado (usinas hidráulicas e térmicas por subsistemas). O objetivo do Decomp 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), dado o conjunto de informações disponível (demanda, vazões, disponibilidades, limites de transmissão entre subsistemas) e a função de custo futuro do Newave, que fornece o “link” com a operação de longo prazo. Os principais resultados do modelo Decomp são os despachos de geração de cada usina hidráulica e térmica e os Custos Marginais de Operação (CMO) de cada sistema (para cada semana e em cada patamar de carga), que refletem o custo incorrido de se atender 1 MWh adicional de consumo.

O modelo Dessem é um modelo de operação de curto prazo, incluindo modelagem detalhada da rede elétrica. Este modelo encontra-se em fase final de desenvolvimento e de pré-validação e, portanto, não é utilizado atualmente.

Para determinação do PLD, a CCEE utiliza o mesmo conjunto de modelos adotados pelo ONS para determinar a produção de cada usina. No entanto, existem algumas diferenças nos procedimentos adotados.

Para a formação de preços na CCEE, as disponibilidades e características dos geradores são as mesmas consideradas pelo ONS no despacho físico. Porém, a

CCEE utiliza uma representação simplificada da demanda e da rede de transmissão. A demanda é agregada em regiões, denominadas submercados, e as restrições de transmissão internas a cada submercado são ignoradas; somente são representados os limites de transmissão entre submercados. No sistema brasileiro há atualmente quatro submercados, instituídos pelo Decreto nº 2.655, de 02 de julho de 1998 (que regulamentou a Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998), correspondendo aproximadamente às regiões Sul, Sudeste/Centro Oeste, Norte e Nordeste. Há, portanto, um PLD para cada submercado.

O PLD é, basicamente, o CMO resultante desta simulação feita para CCEE utilizando o modelo Decomp. No entanto, o cálculo do PLD considera, adicionalmente, valores-limite inferior e superior (respectivamente “piso” e “teto”) resultando em uma variabilidade consideravelmente menor à do CMO. O piso do PLD é atualizado anualmente com base no custo variável da usina de Itaipu Binacional. Por sua vez, o teto do PLD considera o menor valor da declaração de preço estrutural da térmica mais cara maior que 65 MW, determinado pelo Programa Mensal da Operação Eletroenergética (PMO) do mês de janeiro do ano correspondente. O piso e o teto para o ano de 2009 são 16,31 R\$/MWh e 633,34 R\$/MWh, respectivamente.

Embora os preços semanais do CCEE sejam fornecidos pelo modelo Decomp, o modelo Newave é mais utilizado para estudos e projeções de preços de longo prazo. Seus custos marginais de operação mensais são as referências para os preços do CCEE.

No capítulo seguinte as características do PLD serão melhor explicadas, especialmente sua alta volatilidade.

2.2.5 O Mecanismo de Realocação de Energia (MRE)

Conforme explicado na seção anterior, as usinas participantes do SIN não têm controle sobre sua produção de energia. Esta, na prática, é decidida pelo ONS.

Essa falta de controle sobre sua produção de energia resulta em riscos financeiros para os geradores hidráulicos, já que estes muitas vezes possuem obrigações contratuais de fornecimento de energia com seus consumidores. Estes riscos serão melhor detalhados no capítulo seguinte.

Para aliviar alguns desses riscos, foi criado o Mecanismo de Realocação de Energia (MRE). O MRE é um mecanismo compulsório que se baseia no fato de que, apesar da geração individual de cada hidroelétrica ser bastante variável, a produção hidráulica total do SIN é muito mais estável.

O MRE funciona da seguinte maneira:

(a) dado a garantia física (GF) de todas as usinas, um fator de participação é calculado para cada usina, como a razão entre a GF da usina e o somatório das GFs de todas as usinas (sendo assim, a soma dos fatores de produção é igual a 1).

(b) a cada hora, a hidroelétrica recebe um crédito de energia (MWh) que é dado pelo seu fator de participação na produção total do sistema neste hora. Em outras palavras, se o fator de produção de uma usina é 3%, ela é responsável por 3% da produção hídrica total, independentemente de sua efetiva produção física naquela hora. Este crédito de energia é então utilizado na liquidação da CCEE, ao invés da produção física da usina.

(c) como estes fatores de participação somam 1, o montante de créditos de energia é igual à produção total hídrica. Em outras palavras, o MRE é um acordo interno entre usinas hidroelétricas onde aqueles que produzem mais do que as suas "participações" – dado pela GF – transferem os direitos de uma parte da sua energia para aqueles que produzem menos.

Em outras palavras, o MRE “realoca” a produção física total das usinas entre os participantes na proporção dos seus certificados de energia. O total de energia fisicamente produzido continua a ser o mesmo, mas as “produções” individuais mudam. A liquidação do CCEE é então efetuada conforme descrito anteriormente, apenas usando as produções “realocadas” (denominadas “crédito de energia”), ao invés da “física”. Dado que uma percentagem da produção hidroelétrica total do sistema é muito menos volátil do que a produção individual, o MRE é capaz de diversificar parte do risco hidrológico. Entretanto, este mecanismo não protege as hidroelétricas contra os riscos “sistêmicos” (por exemplo, uma seca em todo o sistema afeta todos os membros do MRE).

Em resumo, o MRE é um esquema de compartilhamento de riscos e benefícios entre as todas as usinas hidroelétricas e PCHs do SIN. Entretanto, este mecanismo não protege as usinas contra os riscos “sistêmicos”, ou seja, caso a produção total das usinas seja menor que a soma de suas GFs, todas as usinas

terão crédito de energia menor que suas GFs. Sendo assim o montante contratado por uma hidrelétrica ou por uma PCH deve ser cuidadosamente “calibrado”: se houver sub-contratação, a usina estará exposta ao risco de baixas remunerações nos períodos de preços spot reduzidos; se houver sobre-contratação, a hidrelétrica estará exposta ao risco de compensações financeiras substanciais nos períodos de preço spot elevado.

2.2.6 A sazonalização da Garantia Física das usinas no MRE

Conforme visto na seção anterior, a energia alocada em cada período às usinas participantes do MRE - ao invés de ser a energia efetivamente produzida por cada usina no período – é, na prática, uma fração da energia hidrelétrica total gerada pelo sistema neste período. Essa fração é igual à Garantia Física da usina dividida pela Garantia Física total do sistema.

Uma flexibilidade que o MRE proporciona às usinas é a possibilidade da usina sazonalizar sua Garantia Física em cada mês. Em outras palavras, cada usina pode distribuir sua Garantia Física anual da maneira que escolher ao longo do ano (respeitando alguns limites que serão detalhados mais a frente).

Desta maneira a usina pode escolher receber uma menor fração da energia hidrelétrica total gerada pelo sistema em um dado mês para, assim, receber uma maior fração da energia hidrelétrica total gerada em outro mês do mesmo ano.

Essa decisão do gerador pode ter vários motivos, entre eles:

- Diminuir a exposição do gerador devido à sazonalização de seus contratos de venda de energia;

- O gerador pode estar apostando em uma grande variação intra-anual do PLD, alocando, desta maneira, mais energia na época do ano em que ele espera a ocorrência de um PLD mais alto e menos energia na época do ano em que ele espera um PLD mais baixo.

A figura abaixo mostra a sazonalização da Garantia Física escolhida pelos geradores hidráulicos pertencentes ao MRE em cada região do SIN em 2009.

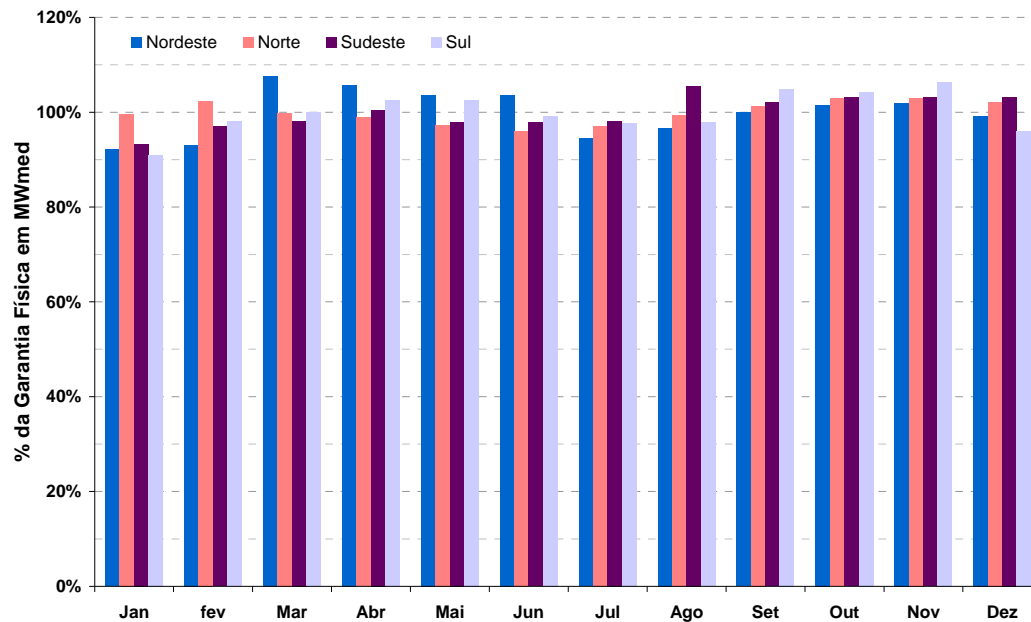


Figura 2-6 – Sazonalização da GF das Usinas no MRE em 2009

As regras de sazonalização da Garantia Física determinam que em Dezembro de cada ano o gerador informe à CCEE o perfil de sazonalização de sua Garantia Física para o ano seguinte. A energia média alocada em cada mês não pode ser maior do que a potência instalada da usina.

Percebe-se que a decisão de como sazonalizar sua Garantia Física é tomada pelo gerador sob grande incerteza. O gerador deve decidir quanta energia será alocada em cada um dos doze meses seguintes - de maneira a cumprir suas obrigações contratuais de venda de energia em cada um desses meses - desconhecendo tanto o montante de energia que o sistema hidrelétrico brasileiro irá gerar em cada um desses meses (para que, assim, ele possa saber a sua cota de créditos de energia) quanto o valor do PLD em cada um desses meses.

Essa incerteza pode resultar em prejuízos financeiros elevados para o gerador hidroelétrico. Caso seus créditos de energia em um dado mês sejam muito menores do que suas obrigações contratuais e o PLD neste mês esteja muito alto, o gerador terá de “comprar” a diferença de energia no CCEE pagando este PLD.

Desta maneira é de extrema importância que o gerador tome sua decisão de sazonalização levando em consideração esta incerteza e os riscos (e oportunidades) inerentes a esse processo decisório.

O controle deste risco financeiro intrínseco à decisão de sazonalização da Garantia Física do gerador é o tema central desta dissertação. O capítulo a seguir irá detalhar melhor esses riscos.