

## ***Análise do Setor Elétrico Após a MP 579 (Lei Federal 12.783/13), entre 2013 e 2015.***

Eduardo Guimarães de Castro, UNICAMP, Phone +55(11)9-9990-9880, E-mail: [eduguimacastro@gmail.com](mailto:eduguimacastro@gmail.com)

Marcelo Pereira da Cunha, UNICAMP, Phone +55(19)9-9726-0617, E-mail: [mpcunha@unicamp.br](mailto:mpcunha@unicamp.br)

### **Resumo**

A Lei Federal 12.783/13 (MP 579), foi implementada com a finalidade de reduzir as tarifas de energia no mercado regulado nos segmentos residencial, comercial e industrial. A medida resultou na redução instantânea de 20% nas tarifas de energia, que visava, beneficiar o segmento residencial e comercial e principalmente, estimular o segmento industrial. Observa-se que a indústria brasileira vem reduzindo dramaticamente sua participação no PIB desde 1980, quando representava 31,3%, comparativamente aos 14,6% verificados em 2011. A estratégia do Governo Federal era estimular o crescimento da participação da indústria no PIB, mediante a implementação da Lei 12.783/13. O objetivo do artigo é analisar os impactos causados no setor elétrico pela implementação da Lei Federal 12.783/13 (MP 579), entre os anos 2013 e 2015. A análise é focada nos segmentos de distribuição e geração, onde avaliou-se as consequências econômicas para estes agentes e para a sociedade.

**Palavras-Chave** – Spot; PLD; Exposição Involuntária; ACR; ACL; MRE, Garantia Física

### **1. Introdução**

Em setembro de 2012, o governo criou a MP 579 (que se transformou na lei federal 12.783/13), com o intuito de promover a redução das contas de luz no ACR (Ambiente de Contratação Regulado), mediante a antecipação da renovação das concessões, sob novas regras, nos três segmentos: geração, distribuição e transmissão. As empresas que decidiram não aderir ao programa de antecipação mantiveram seus contratos de concessão até o fim do período original, mas perderam o direito de renová-los.

Três importantes geradores de energia elétrica, CESP, CEMIG e COPEL não aderiram às novas regras impostas pelo governo, causando déficit no volume de energia ofertado no ACR. A decisão destas três geradoras foi puramente econômica, pois notaram que seria muito mais vantajoso vender seu excedente de energia no mercado livre até o fim de suas respectivas concessões ao invés de anteciparem a renovação da concessão por vinte anos, conforme as novas regras impostas pela MP 579. A diferença entre ambas as alternativas era significativa, pois as receitas obtidas no mercado livre em um ano seriam equivalentes ao faturamento total capturado no mercado regulado, ao longo de vinte anos. Este fato criou um desequilíbrio estrutural no ACR, porque o balanço energético das distribuidoras ficou deficitário em aproximadamente 2.000 MW médios. Sendo assim, elas tiveram que adquirir energia no MCP (Mercado de Curto Prazo) ao preço do PLD (Preço de Liquidação das Diferenças), que por sua vez era bem mais caro do que o preço da energia previamente contratada antes da MP 579. O PLD era caro devido à hidrologia severa pela qual o país passava no início de 2013, o qual se prolongou até o final de 2015. Este efeito climático agravou o desequilíbrio econômico-financeiro das distribuidoras, que para equilibrarem seus respectivos balanços energéticos tinham que pagar caro pela energia, devido ao aumento da participação das termelétricas no despacho do ONS (Operador Nacional do Sistema).

Outro problema relacionado à MP 579, se origina no estímulo econômico resultante da redução de aproximadamente 20 % nas contas de luz, que acabou provocando elevação na demanda de energia principalmente nas residências e no comércio, num momento inadequado. Por mais nobre que seja a intenção de praticar a modicidade tarifária através da MP 579, a resposta da demanda agravou ainda mais a situação econômico-financeira das distribuidoras, que por já estarem descontratadas, ficaram ainda mais expostas ao PLD, pois tiveram que comprar um volume de energia maior ainda para atender o crescimento da demanda.

O terceiro ponto, mas não menos importante que os dois primeiros, é o desequilíbrio econômico-financeiro verificado nas hidrelétricas, empresas consagradas no setor elétrico Brasileiro e referência no mundo corporativo e acadêmico. As hidrelétricas que aderiram à MP 579, sofreram uma perda bilionária referente ao custo de oportunidade perdido por terem vendido energia a R\$ 30/MWh para as distribuidoras, quando os preços originais de seus contratos era de aproximadamente R\$ 95/MWh. Além da queda nas suas receitas, a hidrologia desfavorável verificada entre os anos 2013 e 2015, reduziu significativamente o volume de geração de energia destas usinas, cujo ônus recaiu sobre as distribuidoras, que a partir da MP 579, tiveram o risco hidrológico alocado em seus respectivos portfólios. Sendo assim, as distribuidoras que já se encontravam involuntariamente expostas, ficaram ainda mais descontratadas em função de um fenômeno climático, cujo risco, até então, não era delas. Aquelas hidrelétricas que não aderiram à MP 579, tiveram que adquirir energia no mercado spot, pois o risco hidrológico ainda era sua atribuição e responsabilidade, conforme a regra antiga. Nestas empresas, verificou-se também perdas financeiras significativas no período analisado.

O quarto aspecto, é o impacto que a combinação de ambas (MP 579 e hidrologia severa) causou no consumidor de energia elétrica. No primeiro momento, a conta de luz no ACR caiu aproximadamente 20% ao longo de 2013. Depois disto ela só subiu, representando um crescimento de mais de 100% entre 2013 e 2015. Esta elevação pode ser explicada pela tecnicidade da composição tarifária da energia no ACR, que leva em consideração o preço da energia, os encargos associados ao despacho termelétrico, os custos associados a transmissão e a distribuição. Como verificou-se um crescimento da participação termelétrica na matriz elétrica, os custos de energia e os encargos associados ao despacho destas usinas, elevou substancialmente o reajuste tarifário observado nos anos de 2014 e 2015.

Os desequilíbrios causados pela MP 579 foram potencializados pela crise hídrica que o país vivia desde o início de 2013. Assim os preços de energia atingiram patamares jamais registrados, por um período longo, que se estendeu por três anos consecutivos. Entre os anos de 2013 e 2015, observou-se uma inversão nos papéis dos agentes do setor elétrico, quando era corriqueiro os geradores de energia comprarem energia para cobrir suas respectivas exposições enquanto que os vendedores de energia eram as indústrias, que não consumiam todo bloco de energia adquirido no passado, e acabavam vendendo seus excedentes no mercado spot, realizando assim lucros significativos.

O objetivo deste trabalho é analisar os fatos ocorridos no setor elétrico entre 2013 e 2015, enfatizando os impactos da MP 579 sobre os geradores, consumidores, distribuidores e o mercado livre de energia. Procuramos entender a complexidade dos fatos no campo regulatório e climático e seus impactos no setor elétrico.

O estudo foi organizado da seguinte maneira. No capítulo 2 realiza-se uma análise técnica do ACR e ACL (Ambiente de Contratação Livre). Analisa-se os agentes do setor, com ênfase nas distribuidoras e hidrelétricas, que foram os agentes que mais sofreram ao longo de 2013 a 2015. Estuda-se a tecnicidade do mercado livre e do mercado regulado de energia elétrica, sob a ótica da conectividade entre ambos, ACL e ACR.

No capítulo 3 apresenta-se uma revisão da literatura que aborda a questão da MP 579. Cinco estudos são apresentados e analisados, sendo que o primeiro deles é uma análise mais econômica, o segundo é uma explicação da tecnicidade adotada pelo governo ao reduzir 20% nas contas de luz no ACR, o terceiro é um estudo de caso, o quarto é sobre a alocação do risco hidrológico nas distribuidoras e o quinto é uma análise crítica da MP 579 e seus efeitos.

No capítulo 4 apresenta-se os impactos da MP 579 sobre os agentes do setor elétrico, bem como, sobre o ACL entre os anos de 2013 a 2015.

No capítulo 5 realizamos as conclusões do estudo e com base nas lições aprendidas, enfatizamos os principais impactos causados pela MP 579. Considerando as limitações do estudo, realizamos duas sugestões, inclusive para que a pesquisa continue se aprofundando.

## **2. O Mercado de Energia Elétrica no Brasil**

O setor elétrico vem sofrendo várias mudanças ao longo dos últimos vinte anos. A privatização dos serviços de distribuição, transmissão e geração de energia elétrica, se iniciou em 1.995. Em 1996 a ANEEL, Agência Reguladora de Energia Elétrica foi criada. Depois disto, várias alterações no marco regulatório transformaram o setor elétrico. As contribuições no campo regulatório entre os anos de 1995 a 2004 criaram os alicerces para o desenvolvimento do mercado livre, quando então, foi criado o novo marco do setor elétrico, mediante a implementação da lei 10.848/04. A partir daí vivemos um crescimento extraordinário do ACL, que hoje representa mais de 25% do mercado brasileiro de energia elétrica. O ambiente ficou propício à realização de negócios entre consumidores, geradores e comercializadoras de energia elétrica. Além da significativa participação do ACL, o volume de negócios no ambiente de contratação livre ficou muito expressivo dado o fator multiplicador de aproximadamente 2,5 para cada MWh consumido no mercado livre. Quando comparamos com os países mais desenvolvidos, como a Alemanha e Noruega, que negocia aproximadamente 7 vezes cada MWh consumido, nota-se que há espaço para o crescimento do mercado livre. (Freire, 2012).

Como queremos analisar os impactos da MP 579 sobre o setor elétrico, é importante entendermos a tecnicidade do ACR, do ACL e a interação entre ambos. Portanto, neste capítulo nos dedicamos a estudar a mecânica do setor elétrico e para isso, precisamos entender como a regulação interfere na formação dos preços e tarifas, como os fatores climatológicos influenciam nas expectativas e na formação do preço no mercado livre e como funciona a interação entre o ACR e o ACL no âmbito da comercialização. Parte da análise neste capítulo é focada na operação física do SIN, pois questões relacionadas ao despacho hidrotérmico, afetam fortemente a formação do preço no mercado livre.

### **2.1 – Mercado Regulado (ACR) e as Tarifas de Energia**

É mister verificar-se a composição dos custos nas tarifas de energia praticadas pelas distribuidoras, pois os agentes de alta tensão (Grupo-A) do setor elétrico podem optar entre o ambiente de contratação regulada e livre, tratando-se de uma decisão puramente econômica. Portanto a variação das tarifas de energia no ambiente regulado vis-à-vis os preços verificados no ambiente livre, estimulam suas decisões entre ficar num ou noutro ambiente. (ANEEL, 2016) Os custos das tarifas das concessionárias no ACR são: (i) a energia gerada, (ii) o custo de transporte de energia até as unidades consumidoras (transmissão e distribuição) e (iii) os encargos setoriais. Então, a conta de luz embute o

custo da energia (TE – Tarifa de Energia), o custo da transmissão (TUST), o custo da distribuição (TUSD), os encargos setoriais e tributos. (ANEEL, 2016)

Além da tarifa, os Governos Federal, Estadual e Municipal cobram impostos na conta de luz tais como, o PIS/COFINS, o ICMS e a Contribuição para Iluminação Pública, respectivamente. (ANEEL, 2016)

A metodologia para se calcular as tarifas das concessionárias no ACR, classifica os custos das distribuidoras em duas parcelas distintas, conforme ilustrado abaixo:

**Parcela A:** Compra de Energia, Transmissão, Encargos Setoriais e Tributos.

**Parcela B:** Distribuição de Energia.

A metodologia de cálculo das tarifas das distribuidoras demonstra que a parcela A da tarifa é composta por custos não administráveis por elas, enquanto a parcela B pode e deve ser administrada com eficiência.

### 2..1.1. Reajuste Tarifário Anual

O reajuste anual tarifário é calculado por uma fórmula paramétrica prevista no contrato de concessão, cujo objetivo é reestabelecer os eventuais desequilíbrios causados no fluxo de caixa das distribuidoras, ou pelo aumento do custo da energia, ou pelo aumento dos encargos setoriais associados ao despacho termelétrico para fins de garantia da segurança energética, ou por ambos, como ocorreu em 2013, 2014 e 2015. Estes custos não gerenciáveis, conforme descrito no item anterior, correspondem à parcela A da tarifa, os quais exerceram e ainda exercem influência na elevação das tarifas de energia no ambiente regulado.

Os custos com a atividade de distribuição que compõem a Parcela B da tarifa, são corrigidos pelo Índice Geral de Preços ao Mercado (IGP-M), da Fundação Getúlio Vargas, deduzido o Fator X. A Parcela B da tarifa é composta, basicamente, pelos custos operacionais, pelos investimentos realizados pelas distribuidoras, pela quota de depreciação de seus ativos e pela remuneração regulatória (valores fixados pela ANEEL na época da revisão tarifária). O objetivo do Fator X é estimar ganhos de produtividade da atividade de distribuição e capturá-los em favor da modicidade tarifária em cada reajuste. Portanto, o reajuste tarifário, pode ser ilustrado conforme a equação 2.1. (ANEEL, 2016)

#### Equação 2.1

$$\text{Reajuste Tarifário Anual} = \text{Parcela A} + [\text{Parcela B} * (\text{IGPM} - \text{Fator X})]$$

Assim como no reajuste tarifário anual, a revisão tarifária do novo valor da parcela B é calculada com base no (i) custo operacional, na (ii) cota de depreciação e na (iii) remuneração do investimento. Até 2014, de 4 em 4 anos a revisão tarifária era uniforme, mas a partir de 2015 deixou de ter uma metodologia uniforme para todas as concessionárias de distribuição. A revisão tarifária pode ser ilustrada pela equação 2.2:

#### Equação 2.2

$$\text{Receita Revisada das Distribuidoras} = \text{Parcela A atualizada} + \text{Novo Valor da Parcela B}$$

### 2.1.1.1 - Parcela A

Dentre os encargos descritos acima, para efeito deste artigo, destaca-se o CDE (Conta de Desenvolvimento Energético), pelo volume de seu orçamento e objetivos que ele cumpre, já o ESS (Encargo Sobre Serviço) e EER (Encargo de Energia de Reserva), pela magnitude financeira que ele alcança mediante o despacho termelétrico para fins de garantia de segurança energética, restrição elétrica, serviços ancilares para manter a qualidade do suprimento e a conta ACR (Decreto 8.221 da Aneel) criada para cobrir o desequilíbrio financeiro causado nas distribuidoras em 2014, pela exposição involuntária resultante da implementação da MP 579.

Os principais objetivos da CDE são: (i) a universalização do serviço de energia elétrica em todo país; (ii) a viabilização de descontos tarifários a diversos usuários (Baixa Renda, Rural, Irrigante, etc); (iii) o custeio referente a geração de energia nos sistemas elétricos isolados (Conta de Consumo de Combustíveis – CCC); (iv) o pagamento de indenizações relativas às concessões; (v) a garantia da modicidade tarifária; entre outros. (Proret/ANEEL – Módulo 3 - Submódulo 3.4). Entre os anos 2013 e 2015, os valores da CDE atingiram aproximadamente R\$ 60 bilhões, enquanto que para o orçamento de 2016, previa-se aproximadamente um valor de R\$ 20 bilhões. (Orçamento Anual da CDE – ANEEL, 2016).

Outros encargos como o ESS – encargo sobre serviço (Decreto 5.163/04), o EER – encargo de energia de reserva (Decreto 6.353/08), CDE (lei 10.438/02), PROINFA (Leis 10438/02, 10.762/03, 10.889/04, e 12.212/10), Serviços Ancilares (artigo 59 do Decreto 5.163/04), Compensação Financeira pelo Uso dos Recursos Hídricos (CFURH – Lei 7.990/89), Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica (TFSEE – Lei 12.783/13), Contribuição ao Operador Nacional do Sistema (REN 351/98, REN 373/99 RA 772/06 da Aneel), P&D (Pesquisa e Desenvolvimento) e PEE (Programa de Eficiência Energética - REN 271/00 e 316/08 da Aneel) são incorporados na parcela A.

O volume anual destes recursos destinados ao pagamento da receita fixa aos geradores de energia de reserva ultrapassou a marca de R\$ 8 bilhões entre 2013 e 2015, e a estimativa para 2016 é que este valor atinja R\$ 5 bilhões. (Evolução da Receita Fixa dos Leilões de Energia de Reserva – CCEE).

“A Conta no Ambiente de Contratação Regulada - Conta-ACR, criada pelo Decreto nº 8.221/2014, teve como finalidade cobrir, total ou parcialmente, as despesas incorridas pelas concessionárias de distribuição, no período de fevereiro a dezembro de 2014, em decorrência da exposição involuntária no Mercado de Curto Prazo - MCP e do despacho termoeletrico vinculado aos Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado na modalidade por disponibilidade - CCEAR-D” (ANEEL, 2016). “Compete à Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE contratar operações de crédito com os Bancos Financiadores para gerir a Conta-ACR” (ANEEL, 2016). O valor do dispêndio do ACR verificado no ano de 2014 ultrapassou R\$ 20 bilhões (ANEEL e CCEE). A conta ACR é um encargo embutido na CDE (ANEEL, 2016). Este encargo tem o objetivo de suprir o caixa das distribuidoras que ficaram involuntariamente descontratadas em 2014, quando o PLD subiu violentamente como consequência do despacho termoeletrico, no momento em que elas tiveram que adquirir energia no MCP, devido ao crescimento do consumo de energia em suas respectivas áreas de concessão. A origem dos recursos destinados a esta conta foi um empréstimo bilionário feito junto a um conjunto de bancos públicos e privados. Neste sentido, a ACR representa um passivo de aproximadamente R\$ 20 bilhões para as distribuidoras que terão que pagar este empréstimo nos próximos anos mediante a elevação de suas respectivas tarifas, mais precisamente a parcela A.

### **2.1.1.2 - Parcela B**

A Parcela B é composta pelos custos operacionais, receitas irrecuperáveis, remuneração do capital e cota de depreciação e são considerados gerenciáveis pelas concessionárias de distribuição.

Os custos da parcela B sofrem dois tipos de correção: (i) um anual, denominada Reajuste Tarifário e (ii) outro a cada quatro anos, conhecida como Revisão Tarifária, a qual sofreu alterações recentes, conforme ilustrado no item 2.1.1. Os custos operacionais são relativos a O&M, custos administrativos e comerciais, sendo estes custos considerados gerenciáveis pelas distribuidoras.

### **2.1.1.3 - Fator X**

O fator X é um índice subtraído do IGP-M na revisão tarifária anual, como forma de incorporar parte dos ganhos da distribuidora para o consumidor final. Seu cálculo se baseia nos ganhos de produtividade obtidos pelas concessionárias, mediante aumento do consumo dos clientes existentes, bem como pelo aumento da base de clientes. (ANEEL, 2016)

Os componentes do Fator X são:

1. O “Pd” que mensura os ganhos de produtividade das concessionárias de distribuição de energia elétrica;
2. O “Q” que avalia a qualidade dos serviços técnicos e comerciais prestados e;
3. O “T” que ajusta os custos de O&M verificados em cada concessionária ao custo operacional eficiente de uma empresa referência.

A empresa referência está associada a parâmetros para cada empresa, em função de características de mercado, de região e de porte da concessionária. (ANEEL, 2016)

## **2.2 Ambiente de Contratação Livre (ACL)**

O Ambiente de Contratação Livre ou Mercado Livre é o segmento do setor elétrico no qual as operações de compra e venda de energia elétrica são realizadas, por meio de contratos bilaterais com condições, preços e volumes livremente negociados entre geradores, comercializadores, importadores, exportadores de energia, consumidores especiais, consumidores livres convencionais, entre eles segmentos industriais eletro-intensivos, além de grandes plantas industriais, como a automobilística, alimentícia, siderúrgica e química. (CCEE e ANEEL)

Em síntese, as distribuidoras atuam somente no ACR, ao passo que os comercializadores, consumidores livres e especiais atuam exclusivamente no ACL. Somente os geradores podem optar em qual segmento desejam vender sua energia. (Lei 10.848/04 e Decreto 5.163/04).

A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE, 2016) é o organismo responsável pela apuração dos resultados da operação de suprimento de energia elétrica, aplicando durante o processo de liquidação das diferenças as regras e procedimentos de comercialização neste ambiente. (CCEE, 2016)

A principal vantagem neste ambiente é a possibilidade do consumidor convencional escolher entre os diversos tipos de contratos, aquele que melhor atenda às suas expectativas de custo e benefício.

### **2.2.1 Formação do preço no ACL**

A formação de preços no mercado livre de energia é fortemente influenciada pela hidrologia, devido à característica hidrotérmica da matriz elétrica brasileira. Os preços são calculados por dois modelos matemáticos computacionais que se complementam; o Newave e o Decomp (CEPEL, 2016). A operação física do SIN (Sistema Interligado

Nacional) é planejada por Programação Dinâmica Dual Estocástica (PDDE), que leva em consideração a projeção de demanda, a projeção na hidrologia, o nível de partida dos reservatórios, as restrições elétricas na transmissão entre os submercados, a entrada de novos projetos de geração e transmissão, custo de déficit e preço dos combustíveis. O planejamento da operação do sistema visa a otimização do despacho elétrico (solução ótima entre o benefício presente e futuro da utilização da água armazenada), com vistas a atender a demanda projetada (CCEE, 2016). A PDDE é uma técnica utilizada para calcular a solução ótima, proposta por Pereira & Pinto em 1991. Atualmente, a PDDE leva em conta a correlação das aflúncias passadas ao armazenamento dos reservatórios, embutindo no modelo, a variável de estado (nível de armazenamento) e a tendência hidrológica (Maceira, 1993).

O Operador Nacional do Sistema (ONS) é responsável por efetuar o planejamento da operação, bem como executar a operação propriamente dita no Sistema Interligado Nacional (SIN). Todo mês, o ONS elabora o planejamento mensal de operação (PMO), cujo objetivo é otimizar o despacho elétrico com base nas informações e projeções disponíveis. As informações e dados são incluídos no Newave, um software que calcula a função custo futuro da água para os próximos 5 anos, discretizada mensalmente. O ONS acopla semanalmente no Decomp a base de dados calculada pelo Newave, bem como as novas premissas referentes à hidrologia e carga, para refinar a formação do custo marginal da operação (CMO) para os próximos 12 meses em cada submercado e patamar de carga. (CCEE, 2016)

O cálculo do CMO e do PLD se baseia no despacho “*ex ante*”, que significa dizer que o ONS utiliza as informações disponíveis em termos de consumo previsto e de hidrologia futura, bem como a disponibilidade verificada no armazenamento dos reservatórios, equipamentos de geração e transmissão para calcular o CMO da próxima semana.

### 2.2.1.1 PLD

Geralmente o PLD e o CMO se encontram num patamar de preço muito semelhantes. No entanto, em algumas situações, eles podem apresentar grande diferença de preços, assim como aconteceu em 2014 e 2015, quando o PLD atingiu o preço teto de R\$ 822,43/MWh e R\$ 388,48/MWh respectivamente, enquanto o CMO se formou num patamar muito superior, superando a marca de R\$ 1.000/MWh em vários meses. (Relatório Executivo do PMO de 2014 e 2015 do ONS).

Enquanto o PLD, divulgado pela CCEE, varia dentro de uma banda (um preço teto e um preço piso), o CMO, calculado pelo ONS, reflete fidedignamente o custo marginal da operação do SIN. Além disso, a CCEE desconsidera as restrições elétricas dentro de um submercado, para que o preço seja uniforme dentro do mesmo submercado e patamar de carga para todos os pontos de consumo (CCEE, 2016). Em 2016, por exemplo, o preço piso do PLD foi de R\$ 30,25/MWh e o teto R\$ 422,56/MWh (ANEEL, 2016).

O PLD é o Preço de Liquidação das Diferenças apuradas pela CCEE entre o volume verificado e contratado de energia elétrica entre os agentes do SEB (Setor Elétrico Brasileiro) no MCP.

No mercado à vista, também denominado mercado spot, o PLD funciona como um preço de referência que baliza as negociações entre os agentes no ACL. Desde a reforma do Setor Elétrico Brasileiro, adotou-se o despacho centralizado pelo ONS, baseado na PDDE, cujo objetivo é minimizar o custo total da operação do sistema hidrotérmico. Os modelos computacionais de longo prazo (Newave) e de curto prazo (Decomp), auxiliam a tomada de decisão do ONS, quanto ao despacho otimizado, visando maior segurança energética a custos baixos.

O planejamento da operação de um sistema hidrotérmico consiste em determinar o volume de geração de energia de cada usina para atender a demanda ao longo de um período, ao menor custo esperado (Duarte, 2010). Este valor corresponde ao custo atribuído às interrupções no fornecimento de energia e pelo custo variável do combustível das termoeletricas (Duarte, 2010). Do ponto de vista econômico, esta afirmação corresponde à difícil decisão entre utilizar a água armazenada para geração hidrelétrica a um baixo custo ou mantê-la armazenada mediante a geração termoeletrica a um alto custo operativo. Ilustra-se na figura 2.1 o processo de tomada de decisão do ONS sob o cenário de incerteza hidrológica futura.

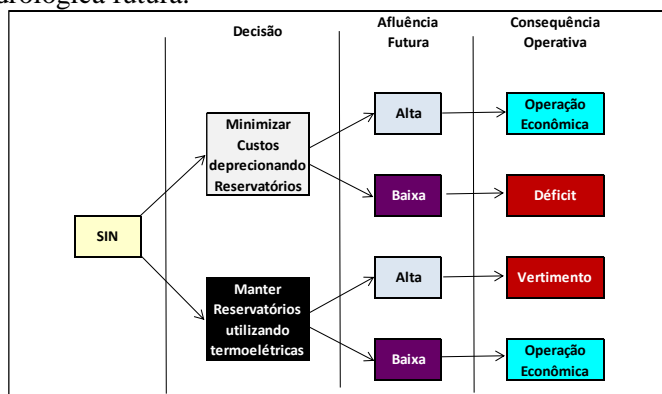


Figura 2.1 – Processo de Tomada de Decisão do ONS  
 Fonte: LUZ, C.M.P.S, 2011; PEREIRA, M.V.F, 2013

A máxima utilização de hidrelétrica minimiza o custo imediato referente aos custos dos combustíveis, mas redundando na elevação do risco de haver um déficit no fornecimento futuro, caso haja um período prolongado de seca. Por outro lado, a operação mais conservadora, pode custar muito caro imediatamente, mas ela também não se mostra econômica, caso se verifique uma hidrologia muito favorável, acarretando no futuro, vertimentos pelo excesso de água armazenada, caracterizando então desperdício de recursos naturais e financeiros.

Portanto, a operação do sistema hidrotérmico compara o benefício do uso imediato da água com o benefício futuro de seu armazenamento, conforme ilustrado na figura 2.2. (LUZ, C.P.M.S; 2011; PEREIRA, M.V.F, 2013).

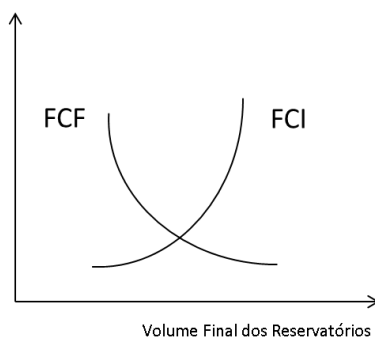


Figura 2.2 – Custo da operação do SIN

Fonte: (LUZ, C.P.M.S; 2011; PEREIRA, M.V.F, 2013)

Observa-se na figura 2.2, que a FCI (Função Custo Imediato) cresce na medida em que o nível de armazenamento se eleva, enquanto que a FCF (Função Custo Futuro) cai na medida em que o nível de armazenamento cresce. Sendo assim, a otimização dos reservatórios é o ponto mínimo da soma dos custos da FCF e da FCI. Como são diversos fatores agindo sobre a FCF e a FCI, tais como, hidrologia, custo variável dos combustíveis, custo do déficit, consumo, entrada de novos projetos de geração e transmissão, disponibilidade de equipamentos de geração e transmissão, faz-se necessário a utilização de modelos matemáticos computacionais para tomada de decisão operativa ótima. (LUZ, C.P.M.S; 2011)

Sendo assim o CMO pode ser determinado por uma equação cuja função objetivo é minimizar a FCF e a FCI, sujeito as restrições referentes ao balanço hídrico, turbinamento e armazenamento, geração térmica e atendimento à demanda, conforme ilustra-se na equação 2.3:

**Equação 2.3:** 
$$\text{CMO} = \min [\text{FCI} (t) + \text{FCF} (t+1) + \text{CD}]$$

Onde:

FCI (t) = geração térmica da usina (i) multiplicado pelo custo variável da usina (i) no momento (t);

FCF (t+1) = volume de armazenamento no momento (t+1)

CD = Custo de Deficit, que corresponde ao custo de interrupção

A otimização pode ser resolvida por um algoritmo de programação linear, o qual determina o despacho ótimo das hidroelétricas e termoeletricas no período analisado, além dos preços sombra (multiplicador simplex), associados a cada restrição. O Custo Marginal de Operação (CMO) é o multiplicador simplex associado à restrição ao atendimento da demanda, resultando no custo de geração de 1 MWh adicional no ponto ótimo de minimização de custos. (LUZ, C.P.M.S; 2011)

O CMO é calculado “*ex ante*” ao despacho físico da operação do sistema, com base nas informações previstas de disponibilidade de geração e consumo em cada submercado. O processo completo de cálculo consiste na utilização dos modelos computacionais Newave e Decomp, que resultam no CMO de cada submercado semanalmente. (LUZ, C.P.M.S; 2011).

### 3. Revisão da Literatura

O GESEL fez um estudo que analisa a importância da industrialização no processo de desenvolvimento econômico-social, cujo enfoque é a MP 579, que ao garantir a redução das tarifas de energia elétrica, provoca um estímulo a indústria brasileira.

A essência da MP 579 era promover a redução da conta de luz, mediante a redução de encargos e de custos associados à geração e à transmissão de energia elétrica. Quanto aos encargos, a MP 579 eliminou a cobrança da CCC (Conta de Consumo de Combustível) e da RGR (Reserva Global de Reversão), além de reduzir em 75% o valor da CDE (Conta de Desenvolvimento Energético), resultando numa redução de R\$ 18/MWh na tarifa de energia. (CASTRO, 2013). O estudo do UFRJ apoia a iniciativa de eliminar encargos destinados ao desenvolvimento social, já que os mesmos não deveriam ser embutidos na tarifa de energia, pois devido a sua natureza social, deveriam ser custeados pelo Tesouro Nacional. A CCC e a RGR são encargos com natureza social, enquanto a CDE, já é um encargo cobrado

para fins de desenvolvimento das fontes renováveis, portanto seria pertinente sua cobrança junto aos consumidores de energia. Quanto ao custo da energia propriamente dita diz Castro N., a MP 579 implementou a redução do valor pago às hidroelétricas, de R\$ 95/MWh para R\$ 30/MWh aproximadamente. A metodologia utilizada para realizar a queda de preços da transmissão e geração, foi similar a utilizada pela ANEEL para definir os custos de O&M nas distribuidoras. (CASTRO, N., 2013). O estudo do GESEL faz a seguinte conclusão: “A MP 579, já transformada na Lei Federal 12.783/13, representa uma mudança de paradigma que consolida uma percepção do GESEL-UFRJ de que o setor elétrico brasileiro passa por um processo de reestruturação, determinando não só uma diminuição estrutural nas tarifas, mas também no fortalecimento do mercado cativo, base do planejamento e financiamento da expansão que garante o equilíbrio dinâmico entre oferta e demanda”. A meu ver, a conclusão do estudo do GESEL é mais uma oportunidade de desenvolvermos um debate sobre a MP 579, de que existe uma conectividade entre o ACL e o ACR, que se materializa mediante as negociações de energia no MCP com base no PLD. Além disto, conforme já mencionado nesta seção, a redução das tarifas no mercado cativo é incompatível com a estrutura do setor elétrico brasileiro, (i) devido a sua característica hidrotérmica, (ii) além de repelir os investimentos necessários para expansão da matriz elétrica e (iii) causar sérias distorções econômico-financeiras aos grandes geradores e distribuidoras de energia elétrica do país. O resultado destrutivo da MP 579 sobre as principais empresas do setor elétrico brasileiro traz consigo sérias consequências econômico-financeiras, que certamente se traduzirão em efeitos sociais nocivos causados pela inevitável elevação do desemprego.

A PSR, uma renomada e importante empresa de consultoria brasileira, que atua em diversos países do mundo, como Suécia, Noruega, Colômbia, Peru, Argentina, Brasil entre outros, no relatório especial em setembro de 2012, elaborou uma análise sobre a renovação das concessões. Na opinião da PSR, no relatório Energy Report especial de setembro/12, a redução média das contas de luz no mercado regulado seria da ordem de 20% (em linha com as estimativas da ANEEL), sendo que os consumidores de alta tensão (indústria e comércio) seriam beneficiados por uma redução de aproximadamente 28% enquanto os consumidores de baixa tensão (residencial) teriam uma redução de aproximadamente 16%. Neste estudo, a PSR procura contribuir com o entendimento do processo que está por trás da redução verificada nas tarifas de energia. O estudo detalha de forma simplificada os cálculos referentes à redução dos encargos, transmissão e geração.

Um estudo de caso elaborado na Faculdade de Engenharia de Produção da UFRJ, pelos autores Conrado R. Kurtz e Luis Otávio A.L. Rosemberg, analisa os impactos causados pela MP 579 em duas PCH's da CPFL, quais sejam, as PCH's Rio do Peixe e Macaco Branco. É interessante como a monografia avalia o impacto da MP 579 nestas PCH's, que tiveram suas respectivas concessões renovadas em 2013, quando na verdade só venceriam em 2015. Os autores analisam o custo de oportunidade entre aderir à MP 579 (o que significa, antecipar sua concessão) e não aderir a MP 579 (aproveitando os preços no ACL até o vencimento da concessão em 2015). Além desta contribuição, o estudo avalia o impacto da MP 579 sobre as ações de algumas geradoras de energia listadas na BM&F-Bovespa, bem como, o impacto econômico no resultado operacional da CPFL, em 2014. A metodologia adotada foi comparar o VPL (Valor Presente Líquido) entre as duas alternativas mutuamente excludentes, que eram a de aderir ou não à MP 579 nas usinas Rio do Peixe e Macaco Branco. Na opinião dos autores do estudo, após verificarem a evolução dos preços no mercado livre, a PCH Rio do Peixe faria um melhor negócio se não tivesse antecipado a renovação da concessão, pois além da indenização, ainda conseguiria preços bem mais atraentes até o final da concessão (2015) do que o imposto na MP 579. O desequilíbrio econômico causado pela combinação de fatores estruturais decorrentes da MP 579 com fatores conjunturais, tornou a não renovação das concessões o melhor negócio, o que seria paradoxal para uma empresa que atua no setor de energia. (Kurtz & Rosemberg, 2014). A MP 579 combinada com o cenário hidrológico desfavorável, comprometeu o desempenho financeiro da CPFL, que registrou fortes perdas no mercado de ações e na demonstração de resultados oficialmente apresentado. A principal causa, apontada no estudo, pelo mau desempenho econômico-financeiro no resultado do grupo, se origina na elevação das receitas das distribuidoras, devido ao crescimento do consumo de energia no ACR, mas numa magnitude bem inferior à elevação dos custos associados à aquisição de energia no mercado para recomposição de lastro para atendimento da demanda.

O artigo elaborado por LIMA, J.P., avalia o problema relacionado ao “Impacto nas Distribuidoras da Alocação dos Riscos Hidrológicos na Contratação das Cotas de Garantia Física”. Este artigo trata da problemática que as cotas de garantia física por disponibilidade das hidrelétricas causam às distribuidoras, após a MP 579, já que antes de sua imposição, as distribuidoras adquiriam energia por quantidade das hidrelétricas em leilões de energia existente (LEE). Ocorre que os leilões de energia nova (LEN), geralmente são destinados às termoeletricas, com o objetivo de atender o crescimento da demanda das distribuidoras. A contratação da energia térmica nestes leilões é por disponibilidade e não por quantidade. A diferença entre a modalidade de contratação por disponibilidade em relação à contratação por quantidade, é que no primeiro, o risco do suprimento é do comprador da energia enquanto que no segundo, o risco é do vendedor. Então, com a imposição da MP 579, as distribuidoras, passaram a ter em seu portfólio, cotas de garantia física por disponibilidade das térmicas, como de costume, e cotas de garantia física por disponibilidade das hidrelétricas. Com isso, as distribuidoras passaram a assumir o risco hidrológico, que até então era das hidrelétricas. Neste artigo, avalia-se a variação dos custos de contratação de energia das distribuidoras, comparando-se o impacto

do regime de cotas com o antigo regime, por quantidade, sobre o custo do portfólio das distribuidoras. A conclusão do estudo realizado por LIMA, J.P., é que a introdução do risco hidrológico às distribuidoras, imposto pela Lei 12.783/13, com direito a repasse para os consumidores, elevou os custos médios variáveis associados às cotas, bem como o incremento da sua variabilidade, quando comparado à situação sem cotas (Pré MP 579). Esta variabilidade do custo variável mensal provoca um risco financeiro às distribuidoras, cujos fluxos de caixa, só poderão ser reequilibrados uma vez por ano, mediante reajuste tarifário (repassando o aumento dos custos aos consumidores finais). A evidência da constatação de LIMA, J.P. é a criação da MP 605/13 pela ANEEL, que permite a utilização de recursos da CDE para pagamento dos custos variáveis das distribuidoras, que sofrem o desequilíbrio mensal no fluxo de caixa originado pela introdução do risco hidrológico em seu portfólio, imposto pela MP 579, sem que o mesmo seja imediatamente compensado pelo aumento de receita (só ocorre no ano seguinte). Esta variabilidade observada nos custos variáveis das distribuidoras seria mais contundente, caso não houvesse a complementaridade hidrotérmica em seus respectivos portfólios de energia.

O quinto e último artigo analisado no âmbito da MP 579, foi; “MP 579: Lições Aprendidas e Propostas para o Futuro”, de Diogo Mac Cord de Faria apresentado no XVIII Seminário de Planejamento Econômico-Financeiro do Setor Elétrico-SEPEF em outubro de 2015. Um dos problemas apontados no artigo de FARIA, D.M.C para o insucesso da antecipação das concessões de geração, é que o valor novo de reposição (VNR) se refere ao custo vigente da reposição das instalações e tecnologias, muito inferiores aos custos de 30 anos atrás. Além disto, os terrenos e custos ambientais, foram atualizados pelo seu valor histórico, quando que na realidade observou-se uma forte valorização imobiliária ao longo das últimas décadas. Outro fator de insucesso se deve à falta de interação entre governo e os agentes do setor, que não foram consultados anteriormente sobre a MP, ou não tiveram tempo suficiente para entendê-la.

#### **4. Impactos Estruturais da MP 579**

Neste capítulo apresentam-se os impactos estruturais e as consequências econômicas causadas pela MP 579, sobre as distribuidoras, as hidrelétricas, as transmissoras, os consumidores e o mercado livre de energia.

##### **4.1 - Distribuidoras**

A título de simplificação do estudo, a metodologia utilizada neste subitem é representar o segmento de distribuição como um todo, pois o foco é analisar o impacto da MP 579 no segmento como um todo e não caso a caso. Com a edição da MP 579, as distribuidoras passaram a ter em seus respectivos portfólios, cotas de GF's por disponibilidade, proveniente de térmicas e hidrelétricas. No início, acreditava-se que a complementaridade hidrotérmica das cotas de GF por disponibilidade, garantiria a sinergia no fluxo financeiro das distribuidoras, na maioria do tempo. (LIMA, J.P., 2013). No entanto, sabendo-se que a hidrologia tem uma correlação inversa com o PLD (PLD alto – hidrologia desfavorável e PLD baixo – hidrologia favorável), o problema é que quando uma distribuidora possui um portfólio de energia por disponibilidade hidrotérmica, ela fica sempre na contramão do PLD, porque na eventualidade de ocorrer cenários severos de seca a distribuidora será obrigada a comprar energia a um elevado preço de PLD e vice-versa. (LIMA, J.P., 2013). Além desta questão associada à formação do PLD, é o fato de que a regulação do ACR, limita ou impossibilita qualquer margem de manobra para as distribuidoras se protegerem da volatilidade e da incerteza causada pelo PLD em seus respectivos resultados econômico-financeiros. Adicionalmente, a redução das tarifas de energia promovida pela MP 579, estimulou o consumo de energia no ACR, o qual cresceu 3% em 2013 e 5% em 2014. (ANEEL e Abradee). Por estes motivos, quando verifica-se que as distribuidoras encontram-se em situação de desequilíbrio entre sua quantidade de energia para atendimento da respectiva demanda de seus consumidores, elas podem se encontrar numa situação de sub ou de sobrecontratação de energia. A implementação da MP 579, as colocou numa situação de subcontratação, devido ao estímulo econômico emitido por ela e pelo fato do governo ter cancelado o leilão A-1 de 2012 antes de saber se haveria adesão integral das hidrelétricas à MP 579. Como o volume de 8.600 MW médios que venceria em 31/12/2012, era inferior a 11.800 MW médios que, segundo as estimativas do Governo, seriam integralmente renovados antecipadamente conforme as regras da MP 579, não haveria necessidade de realizar-se o leilão de energia A-1, pois as distribuidoras não ficariam expostas. No entanto, o crescimento orgânico do mercado e o estímulo econômico dado pela MP 579 acarretaram o aumento da demanda dos consumidores no ACR de 8.600 MW médios para um volume de 9.800 MW médios. Adicionalmente, a COPEL, a CEMIG e a CESP não anteciparam a renovação de suas respectivas concessões, contrariando a expectativa do Governo Federal, fato que resultou na redução da oferta de 11.800 MW médios para 7.800 MW médios. Consequentemente, as distribuidoras ficaram subcontratadas involuntariamente em 2.000 MW médios em janeiro de 2013. (FARIA, D.M.C). Simplificadamente, é possível calcular-se quanto equivale esta exposição involuntária em reais correntes para o segmento das distribuidoras, durante o mês de janeiro/2013. Considerando-se que 2.000 MW médios multiplicados por 744 horas (24 horas X 31 dias em janeiro) equivale a 1.488.000 MWh e que o PLD médio no submercado Sudeste/Centro Oeste no mês de janeiro de 2013 foi igual a R\$ 413,95 (Fonte: CCEE), ilustra-se na equação 4.1 o valor monetário associado à exposição do segmento das distribuidoras naquele mês.



#### Equação 4.1 – Valor em R\$ da Exposição Involuntária das Distribuidoras em janeiro/13

$$[1.488.000 \text{ MWh} \times (\text{R\$ } 413,95/\text{MWh})] = \text{R\$ } 615.957.600$$

A exposição das distribuidoras alcançou níveis extraordinários, causando um desequilíbrio econômico-financeiro ao longo dos anos 2013, 2014 e 2015 da ordem de R\$ 21,2 bilhões. Este valor foi capturado mediante a criação da conta ACR, que corresponde a um mecanismo adotado pela CCEE, para captar recursos financeiros junto ao setor bancário e destiná-los às distribuidoras que sofriam exposição involuntária, pois se encontravam subcontratadas e tinham que adquirir energia no MCP para atender a demanda, ao preço do PLD, o qual se encontrava em patamares recordes de cotação, por um longo período tempo devido à seca severa entre os anos 2013 e 2015. É importante notar que dos 2.000 MW médios subcontratados pelas distribuidoras, 1.200 MW médios vem do aumento da demanda e 800 MW médios são associados à queda das cotas de GF (Garantia Física) das hidrelétricas. (FARIA, D.M.C).

Sendo assim, é possível atribuir em parte a responsabilidade às interperies climáticas, dos prejuízos causados às distribuidoras, que neste caso, é calculada com base em 800 MW médios, cujo impacto financeiro ao longo de 2013, 2014 e 2015, alcança o valor de aproximadamente R\$ 8 bilhões. Este valor pode ser calculado mediante a multiplicação das horas de cada ano, pelo PLD médio de cada ano, e finalmente pelo volume de 800 MW médios/ano. Portanto, em que pese a dificuldade em dimensionarmos a causa de cada fator, em teoria, do montante total referente a exposição involuntária das distribuidoras, R\$ 12 bilhões são fruto do aumento da demanda provocado pela MP 579 e R\$ 8 bilhões são consequência da adversidade hidrológica. Observando a geração das hidrelétricas que pertencem ao MRE (Mecanismo de realocação de energia), em 2014 e 2015, verifica-se um déficit em relação à sua respectiva GF, que supera o valor de R\$ 30 bilhões (InfoMercado 2014 e 2015 - CCEE). Como as distribuidoras, após a MP 579 passaram a ficar com as cotas de GF por disponibilidade das usinas hidráulicas, elas passaram a assumir o risco hidrológico, e portanto, tiveram que adquirir energia no MCP para suprir o déficit relacionado ao risco hidrológico, que no setor elétrico é conhecido como, GSF (*Generation Scaling Factor*).

Três anos e meio após a implementação da MP 579, que pautou a queda nas contas de luz mediante a forte redução dos encargos setoriais entre outros fatores, é possível verificar que o efeito de sua redução no momento de sua imposição, já foi totalmente revertido.

Outro ponto de destaque é o forte crescimento dos encargos setoriais, dentre eles destaca-se a CDE, que se elevou quase 80%, de R\$ 14 bilhões a R\$ 26 bilhões, entre os anos de 2013 a 2015, resultando em R\$ 57 bilhões nos três anos. Este crescimento anulou a redução de 75% imposta inicialmente pela MP. Vale lembrar que este imposto é cobrado de todos agentes da CCEE e repassado ao consumidor final. Os Encargos de Serviço do Sistema (ESS) para fins de garantia da segurança energética, alcançou a marca de R\$ 15,9 bilhões entre 2013 e 2015. Este encargo se refere ao despacho termelétrico (ESSse que alcançou R\$ 11 bi), o qual é acionado nos períodos de escassez hidrológica, à restrição elétrica que atingiu R\$ 4,3 bilhões no período, aos serviços ancilares e ultrapassagem da CAR (Curva de Aversão a Risco) que somados alcançaram a marca de R\$ 600 milhões.

## 4.2 - Hidrelétricas

Nesta seção, o objetivo é verificar o impacto da MP 579 sobre as hidrelétricas participantes do MRE, sob dois aspectos. O primeiro é avaliar a perda econômico-financeira sofrida pelas hidrelétricas que aderiram a MP 579, antecipando a renovação de suas respectivas concessões para janeiro de 2013 e deixando portanto, de capturar a receita original de seus respectivos contratos de venda de energia ao preço de R\$ 95/MWh. O segundo aspecto é avaliar o impacto do risco hidrológico sobre o setor de geração hidrelétrica, nas usinas participantes do MRE. Este segundo aspecto nada tem a ver com a MP 579, pois trata-se de um impacto climático sobre a geração hidrelétrica. A metodologia utilizada para avaliar este impacto, é resultante de um cálculo simples, o qual corresponde à diferença entre os preços do valor das cotas de GF (R\$ 30/MWh) e do valor original aproximado dos contratos de venda de energia destas usinas (R\$ 95/MWh), cujo resultado pode ser multiplicado pelo volume total das cotas de GF em 2014 e 2015 que corresponde a 160.807.520 MWh. (InfoMercado 2014 e 2015 - CCEE) Portanto, multiplicando-se este volume de energia por R\$ 65/MWh (R\$ 95-R\$ 30), encontra-se o resultado de R\$ 10,45 bilhões que as usinas hidrelétricas do MRE deixaram de capturar em dois anos, ao anteciparem a renovação de suas concessões conforme determinação da MP 579. Este valor é significativo, sobretudo pelo fato da grande maioria dele estar associado à perda de receita das empresas de geração do grupo Eletrobrás, pois conforme afirmou FARIA, M.D.C, a adesão das empresas estatais pertencentes ao governo federal, foi maciça. As demais empresas do setor pautaram sua decisão por motivações econômicas, por esta razão, preferiram não aderir a MP 579, ao perceberem que venderiam sua energia a um preço bem mais atrativo no ACL até o fim de suas respectivas concessões, cuja cotação no mercado à termo para 2013, 2014 e 2015, se encontrava num patamar de aproximadamente R\$ 135/MWh, à época da imposição da MP 579.

Levando-se em consideração as afirmações de FARIA, D.M.C, de que as cotas de GF das hidros para 2013 foram de aproximadamente 7.800 MW médios, é possível calcular o custo de oportunidade perdido naquele ano pelas

hidrelétricas que aderiram à MP 579, para complementar o valor encontrado para os anos 2014 e 2015, de R\$ 10,45 bilhões. Portanto, multiplicando-se 8760 horas de 2013 (24 horas x 365 dias) por 7.800 MW médios das cotas de GF das hidros, encontra-se 68.328.000 MWh, que ao ser multiplicado por R\$ 65/MWh (R\$95 – R\$ 30) resulta num impacto de R\$ 4,44 bilhões somente para o ano de 2013. Sendo assim, o impacto da MP 579, sob a ótica do custo de oportunidade para o setor de hidroeletricidade, representa uma perda de R\$ 14,9 bilhões entre os anos de 2013 a 2015.

Aplicando-se a mesma metodologia utilizada no cálculo do impacto do GSF sobre as distribuidoras (Multiplicar o PLD pela diferença entre o volume de energia gerado pelas hidrelétricas participantes do MRE versus sua respectiva GF), encontra-se o valor associado ao impacto financeiro sofrido pelas hidrelétricas ao adquirirem energia no MCP ao preço do PLD. O valor total do impacto é de R\$ 51 bilhões. No entanto, como parte deste valor foi atribuído às distribuidoras (R\$ 33 bilhões) conforme demonstrado no item 4.1, “apenas” R\$ 18 bilhões deste prejuízo foram alocados nas hidrelétricas que não aderiram à MP 579.

### 4.3 - Transmissoras

As transmissoras de energia aderiram integralmente à MP 579, pois não tinham outra alternativa. A edição da MP 591/12 que reconheceu os investimentos efetuados pelo segmento de transmissão, anteriores ao ano 2000 representou um alívio para seu fluxo de caixa, pois elevou o VNR de seus ativos. No entanto, até hoje, as transmissoras ainda não receberam a indenização referente ao VNR e recentemente foi divulgado pelo Governo Federal, a necessidade de se elevar em 7,17% ao ano as tarifas de energia ao longo dos próximos oito anos, para indenizar as empresas transmissoras. Estima-se que o valor da indenização a este segmento seja de aproximadamente R\$ 62 bilhões, sendo que o principal equivale a R\$ 35 bi e os juros a R\$ 27 bilhões em virtude do atraso no pagamento.

### 4.4 - Consumidores

Nesta seção é avaliada a evolução do consumo de energia elétrica no período 2013 a 2015, o comportamento das tarifas de energia no ACR e as contramedidas adotadas pelo governo para atenuar os impactos provocados pela MP 579 e hidrologia desfavorável.

O consumo de energia cresceu mais de 70% em 15 anos. Note na figura 4.1 “evolução do consumo” (à direita) que em três momentos, o consumo de energia elétrica caiu, assim como pode ser observado em 2001, uma queda de 8% devido ao racionamento, em 2009, a queda foi de 0,78% devido ao furo da bolha imobiliária nos Estados Unidos ocorrido em 2008 e, em 2015, a queda no consumo causada pela crise política, econômica e pela introdução das bandeiras tarifárias, foi de 1,38%.



Figura 4.1

GWh/ano	ACL	Cresc. ACL	ACR *	Cresc. ACR	Total	Cresc.Total
2012	135.192		385.558		520.750	
2013	140.594	4,00%	395.161	2,49%	535.755	2,88%
2014	134.354	-4,44%	414.080	4,79%	548.434	2,37%
2015	127.731	-4,93%	417.555	0,84%	545.286	-0,57%

Fonte: CCEE

\* inclui os contratos regulados dos agentes da classe gerador

Tabela 4.1 – Comportamento desagregado: ACR e ACL

Observando-se a tabela 4.1, a crise e a implementação das bandeiras tarifárias não foram suficientes para reduzir o consumo no ACR, indicando um crescimento de 0,84% no biênio 2014/2015. Já o consumo do ACL caiu de forma tão expressiva neste período que compensou o crescimento observado no ACR, derrubando também o consumo total em 0,57% no biênio. O consumo de energia por classe de consumo no ACR, pode ser observado nas tabelas 4.2.

GWh/Ano	2.012	2.013	2.014	2.015
Residenc.	118.487	126.142	133.228	132.288
Ind.	63.823	60.911	61.150	57.602
Com.	75.036	77.568	83.077	83.778
Rural	19.788	20.567	22.363	22.056
Poder.Publ. *	13.627	14.620	14.912	15.141
Ilum.Publ. *	13.297	13.532	14.614	14.775
Serv.Publ. *	12.686	12.686	12.686	12.614
Cons.Prop.	526	525	523	521
<b>Total</b>	<b>319.262</b>	<b>328.564</b>	<b>344.567</b>	<b>340.790</b>

(\*) Valores estimados em 2012 e 2014  
Fonte: Aneel e Abradee

GWh/Ano	2.013	2.014	2.015
Residenc.	6,46%	5,62%	-0,71%
Ind.	-4,56%	0,39%	-5,80%
Com.	3,37%	7,10%	0,84%
Rural	4,04%	8,73%	-1,37%
Poder.Publ. *	7,29%	2,00%	1,54%
Ilum.Publ. *	1,77%	8,00%	1,10%
Serv.Publ. *	0,00%	0,00%	-0,57%
Cons.Prop.	-0,19%	-0,38%	-0,38%
<b>Total</b>	<b>2,91%</b>	<b>4,87%</b>	<b>-1,10%</b>

(\*) Valores estimados em 2012 e 2014  
Fonte: Aneel e Abradee

Tabela 4.2 – Demanda por classe de consumo no ACR

Observando-se a figuras 4.1 e as tabelas 4.2, é possível verificar a consistência e persistência na elevação do consumo no ACR, mesmo diante das dificuldades econômico-financeiras atravessadas pelo país principalmente no biênio 2014/2015. Os grandes responsáveis pela elevação da demanda no ambiente de contratação regulado foram as classes residencial e comercial, que juntos representam aproximadamente 62% do consumo total do ACR. Em 2013, o comportamento observado nestas classes de consumo, obedeceu às expectativas realizadas no estudo de PEREZ, R.C., 2013 e 2014, que previa uma elevação do consumo em função da queda de preços das tarifas de energia (elasticidade preço demanda negativa). No entanto, o comércio e as residências, não responderam aos efeitos da elevação das tarifas provocada pelas bandeiras tarifárias, cuja estratégia implementada pelo governo, tinha o objetivo de conter o consumo de energia elétrica em 2015. É interessante observar que na queda das tarifas, o consumo das classes residencial e comercial em 2013 e 2014, obedeceu a elasticidade preço-demanda negativa, mas o mesmo comportamento não foi observado quando verificou-se a elevação do preço em 2015, pois conforme as tabelas e figuras ilustradas acima, o consumo naquele ano ficou praticamente estável.

Já na classe industrial observou-se uma queda de aproximadamente 10% entre 2013 e 2015, com destaque para a queda de aproximadamente 5% em 2013, ano em que o governo através da MP 579, provocou uma queda de aproximadamente 20% no preço das tarifas de energia. Neste sentido, é interessante notar que o consumo no setor industrial não obedeceu à elasticidade preço demanda negativa, pois conforme se previa no estudo realizado por PEREZ, R.C., 2013 e 2014, o comportamento mais natural seria observar um crescimento da demanda da indústria em função da queda no preço da energia verificado em 2013. Este comportamento também contraria a expectativa do estudo realizado pelo GESEL, que esperava que a MP 579 fosse estimular o setor industrial ao reduzir as tarifas de energia.

A elasticidade-preço demanda calculada por PEREZ, R.C, 2013 e 2014, pode ser ilustrada na tabela 4.3.

Classe de Consumo	Elasticidade-Preço Demanda
Residencial	-0,146
Industrial	-0,545
Comercial	-0,174

Fonte: PEREZ, R., 2013 e 2014

Tabela 4.3 – Elasticidade Preço demanda por classe de consumo no ACR

A tabela acima pode ser compreendida como para cada redução percentual na tarifa de energia elétrica, o consumo da classe residencial sobe 0,146%, o consumo na classe industrial cresce 0,545% e na classe comercial sobre 0,174% e vice-versa. Dado que a MP 579 impôs uma redução de aproximadamente 20% na tarifa da conta de luz no ACR, é possível calcular qual seria o impacto esperado pelo estudo de PEREZ, R., conforme ilustra-se na tabela 4.4.

Classe de Consumo	Elasticidade Preço-Demanda	Δ% esperada na conta de luz	Impacto no Consumo
Residencial	-0,146	-20%	2,92%
Industrial	-0,545	-20%	10,90%
Comercial	-0,174	-20%	3,48%

Fonte: Própria

Tabela 4.4 – Elasticidade-Preço Demanda

Interpretando a tabela acima, na última coluna, é possível verificar qual seria o impacto na demanda de energia em cada classe de consumo, multiplicando-se a elasticidade-preço demanda calculada por PEREZ e a redução da tarifa de energia (de 20%) com a imposição da MP 579. Sendo assim, é possível comparar o impacto no consumo verificado na vida real, e a expectativa projetada pelo estudo de PEREZ. Na tabela 4.2, o consumo residencial verificado no ano de 2013 cresceu 6,46%, enquanto no estudo (tabela 4.4) esperava-se um crescimento de 2,92%. Para indústria, enquanto a expectativa era de um crescimento de 10,90%, verificou-se na vida real uma queda de 4,56% (tabela 4.2). E finalmente, para o segmento comercial, o crescimento esperado pelo estudo para 2013 era de 3,48%, praticamente o mesmo o que foi verificado na realidade, uma elevação de 3,37% (tabela 4.2).

O consumo verificado no ACL caiu em todas as classes de consumo no período 2013 a 2015, conforme ilustrado na tabela 4.5.

GWh/ano	2012	2013	2014	2015
C.Especial	13.024	16.883	16.938	15.922
C.Livre	83.450	86.214	83.658	81.548
APE PIE	32.283	31.842	28.289	26.247
Gerador	8.546	8.374	8.099	6.509
Exportação	489	0	0	0
ACL Total	137.793	143.313	136.984	130.227
ACL MW médios	15.730	16.360	15.637	14.866

Fonte: CCEE Infomercado

GWh/ano	2013	2014	2015
C.Especial	29,62%	0,33%	-6,00%
C.Livre	3,31%	-2,97%	-2,52%
APE PIE	-1,36%	-11,16%	-7,22%
Gerador	-2,02%	-3,28%	-19,63%
ACL Total	4,01%	-4,42%	-4,93%

Fonte: CCEE Infomercado

Tabela 4.5 – Demanda no ACL e crescimento por classe de consumo

#### 4.5 – Mercado Livre de Energia (ACL)

O governo, ao impor a MP 579, segundo FARIA, M.D.C, 2015 e CASTRO, N., 2013, tinha intenção de favorecer o ACR. No entanto, privilegiar um ambiente em detrimento de outro, é uma ação ineficaz, porque existem fortes evidências de haver uma conectividade entre os ambientes regulado e livre.

A primeira delas é o próprio PLD, amplamente negociado no ACL, é resultante do cálculo de custo marginal de operação (CMO) do SIN, cuja operação física obedece a função objetivo de otimizar custos, que podem ser custos imediatos (deplecionar os reservatórios agora) ou futuros (deplecionar reservatórios no futuro e despachar térmicas agora). São decisões sob incerteza que o ONS toma, a fim de otimizar os recursos, conforme ilustra-se ao longo da seção 2, item 2.2.1.1, figura 2.1. A noção de que a operação no Brasil é de um sistema hidrotérmico, e de que a hidrologia exerce forte impacto na formação de preços do PLD, dinamiza e sofisticada a tomada de decisão dos agentes, estando eles no ACR ou no ACL. A decisão é na maioria das vezes, econômica.

Outra evidência descrita neste artigo, é a observação de que as distribuidoras ao estarem expostas aos riscos hidrológicos e de subcontratação de seus portfólios, devido à imposição da MP 579, ao mesmo tempo em que as limitações regulatórias as impedem de agir para mitigar os riscos associados à formação do PLD, obtiveram fortes perdas, pois não tinham outra alternativa a não ser, comprar energia no MCP ao preço do PLD.

Além destas duas evidências, a terceira é a existência de uma arbitragem de preços entre o ACR e o ACL, que proporciona uma oportunidade aos consumidores de energia no ACR, entre lá ficarem ou migrarem para o ACL. A decisão é puramente econômica, já que ao migrarem para o mercado livre, os estudos de viabilidade econômica, apontam para um benefício de 20% de redução em suas respectivas contas de luz, na bandeira verde, podendo alcançar 25% na bandeira vermelha.

Vale ressaltar que o consumo no mercado livre caiu, conforme demonstrado na tabela 4.5, devido ao fato do PLD ter alcançado patamares altíssimos e jamais registrados durante um longo período. Este fator inibiu o consumo de energia do setor industrial, que opera majoritariamente no mercado livre. Portanto, a expectativa do Governo Federal em incentivar a participação da indústria, mediante redução da tarifa de energia no mercado regulado, foi absolutamente inócua.

#### 5 – Conclusões e Sugestões

A MP 579 continua a exercer um efeito danoso sobre as distribuidoras e hidrelétricas. As distribuidoras continuam a mercê da variação do PLD para zerar suas exposições sobre ou sub-contratadas. Se em 2013, 2014 e 2015 as distribuidoras sofreram para comprar energia no MCP a um custo elevado (PLD era alto, devido ao estímulo criado pela própria MP 579 e pela seca severa), pois estavam subcontratadas, em 2016, elas sofrem por estarem sobre contratadas e então precisam vender energia no MCP, só que a preços módicos, pois o PLD está baixo devido à queda do consumo de energia elétrica e pela hidrologia muito favorável. Este fato corrobora a afirmação de LIMA, de que a composição dos portfólios das distribuidoras por cotas de garantia física de termoeletricas e hidrelétricas, as coloca sempre na contramão do PLD, pois elas terão sobre contratação de energia, quando a hidrologia é favorável, e portanto o PLD é baixo, e vice-versa. A MP 579, ao alocar risco adicional (hidrológico) às distribuidoras, mas sem permitir-lhes se proteger deles, pois o arcabouço regulatório vigente não as permite utilizar os recursos disponíveis no mercado de energia para este fim, é um mal que resulta em grandes prejuízos, os quais recaem sobre os consumidores, pois a elevação das tarifas para equilibrar a situação econômico-financeira deste segmento, é paga pelos consumidores. Se não for possível mudar a regra para que estes importantes agentes se protejam dos riscos a eles alocados pela imposição da lei 12.783/13, então o governo deveria voltar atrás à regra vigente anteriormente, em que os riscos hidrológicos eram alocados nas hidrelétricas, as quais, via de regra, têm mais margem de manobra e expertise para gerir este tipo de risco.

Outro ponto importante, se refere à interposição da MP 579 entre os dois ambientes de negociação, ignorando haver uma conexão entre ambos, ACL e ACR. A possibilidade das distribuidoras negociarem suas exposições diretamente no ACL, muito provavelmente, elevará a liquidez do mercado de energia brasileiro próximo aos níveis internacionais e reduzirá os prejuízos associados à suas respectivas exposições. Esta possibilidade tornará as distribuidoras mais proativas diante de suas exposições e riscos, pois poderão atuar no mercado livre de energia comprando e vendendo produtos que otimizem seus portfólios. Note que, na imposição da MP 579, o governo deslocou um bloco de energia

de aproximadamente 8.000 MW médios (equivalente a uma Itaipu) do mercado livre para o mercado regulado, mas o ACL demonstrou resiliência, pois sua liquidez continuou a apresentar níveis semelhantes aos registros históricos. Os negativos impactos financeiros criados pela MP 579 sobre as distribuidoras e hidrelétricas são multi-bilionários, conforme ilustrado ao longo do capítulo 4. Grande parte destes impactos, recaem sobre as empresas do grupo Eletrobrás, cujas hidrelétricas aderiram maciçamente à MP 579. É preciso reverter a MP 579 para encerrar a sangria no caixa das empresas do grupo Eletrobrás e garantir assim sua saúde financeira, pois projetos de envergadura estratégica na operação física do SIN, tais como, Linhão do Madeira, Jirau, Santo Antônio, Belo Monte e Angra 3, dependem fortemente dos seus investimentos. A Eletrobrás, empresa que mais investe no setor elétrico brasileiro, não tem recursos hoje para continuar investindo, pois hoje eles estão comprometidos para gerir O&M e para pagar os serviços de sua dívida. Quando a MP 579 foi publicada, a conjuntura e expectativa do mercado, era de que, o preço de energia seria alto devido à expectativa quanto a hidrologia desfavorável e o reconhecimento de que nosso sistema estava funcionando cada vez mais a fio d'água (um problema estrutural alertado por PEREIRA, M.V, 2013). Tanto isso é verdade, que entre as grandes hidrelétricas, apenas as pertencentes ao grupo Eletrobrás aderiram à MP 579. Todas as demais, decidiram vender sua energia no mercado livre até o vencimento de suas respectivas concessões, conforme mencionado no capítulo 4.

Conforme descrito no capítulo 2, as tarifas de energia elétrica no mercado regulado obedecem a uma fórmula paramétrica, composta pela parcela A e parcela B. A parcela A é fortemente influenciada pela variação dos encargos, preço da energia e custos de transmissão. No capítulo 4, ilustramos que os impactos da MP 579 sobre os encargos e custos de energia foram significativos, de forma que, é possível inferir que as tarifas de energia no mercado regulado estão dentro de uma trajetória ascendente, sem a qual, não é possível restabelecer o equilíbrio econômico-financeiro das distribuidoras. Portanto, os consumidores pagarão a conta bilionária, conforme mencionado anteriormente.

No capítulo 3, a revelação de que a MP 579 estimularia o setor industrial e por conseguinte, este benefício se traduziria em crescimento sustentável do PIB brasileiro, não se concretizou assim como esperava CASTRO, N., 2013, pois a redução das tarifas no mercado regulado não surtiu efeito nenhum sobre comportamento do segmento industrial que se encontrava no ACR. Conforme demonstrado no capítulo 4, o total da energia consumida pela indústria no ACR foi de 57.000 GWh, enquanto que no ACL a demanda dos consumidores especiais e livres foi de 97.000 GWh em 2015. Portanto, apenas 37% do consumo total da energia demandada pela indústria se encontra no ACR, enquanto 63% está no ACL. Então, é de se supor que mesmo que a MP 579 fosse capaz de estimular o consumo de energia pelo setor industrial no ACR, ele não seria suficiente para elevar substancialmente a participação deste setor no crescimento do PIB, assim como estimava o estudo GESEL, dado que, sua representatividade em termos globais de consumo de energia não é tão expressiva. É preciso fazer muito mais do que a redução das tarifas de energia no mercado regulado, para estimular as indústrias, e torná-las um vetor de adição de valor na participação do PIB, assim como esperava CASTRO, N. Além disto, a elevação dos preços no ACL, desestimulou a indústria a produzir seus respectivos bens e serviços.

No tocante ao risco hidrológico, seria interessante verificar qual estratégia mais contribui para a modicidade tarifária; deixar o risco de GSF alocado nas distribuidoras ou nas hidrelétricas? Intuitivamente, a alocação deste risco nas hidrelétricas pode ser mais assertiva, uma vez que sua receita depende totalmente da venda de energia elétrica, por ser seu negócio fim. Portanto, o agente gerador anseia por garantir uma receita mínima para que a rentabilidade (TIR) seja aceitável para gestão dos riscos associados a sua operação. Sendo assim, é desejável para hidrelétricas, vender energia até um preço mínimo para evitar que sua receita seja inferior ao seu O&M. Por outro lado, os distribuidores de energia, ao ficarem expostos, anseiam por cobrir suas exposições até o limite das receitas fixas projetadas nas tarifas de energia, as quais são pré-estabelecidas anualmente. Portanto as distribuidoras, ao ficarem expostas, temem que o preço de energia suba acima dos preços associados às tarifas aferidas na conta de luz, pois este efeito reduziria sua TIR.

Outra sugestão é simular o que acontece com a liquidez do mercado, permitindo a atuação das distribuidoras no ACL.

### **Referências Bibliográficas**

ABRADEE, Dados de Mercado das Empresas Distribuidoras Associadas, Abril de 2013, Julho de 2014, Abril de 2015 e Março de 2016.

ANEEL, (Decreto 5.163/04), (Lei 10438/02), (Lei 10.762/03), (Lei 10.889/04), (Lei 12.212/10), (REN 351/98), (REN 373/99), (RA 772/061), (REN 271/00), (REN 316/08)

ANEEL (Módulo 3: Reajuste Tarifário Anual das Concessionárias de Distribuição)

ANEEL (Nota Técnica 163/06), (Nota Técnica nº 363/2010), (Nota Técnica nº 049/2013), (Nota Técnica 67/15)

ANEEL, Resolução Homologatória nº 1.666/2013, de 10 de Dezembro de 2013, Brasília, 2013.

AVILA, P.L., GRANVILLE, S., BARROSO, L.A.N., BEZERRA, B.V., PEREIRA, M.V. Alocação de Garantia Física de usinas geradoras através do método do benefício marginal: valorização econômica do benefício de regularização a montante. XXII SNPTEE, Brasília-DF, outubro de 2013.

BARROSO, L.A., GRANVILLE, S., TRINKENREICH, J., PEREIRA, M.V., LINO, P., “Avaliação de Estratégias de Redução de Risco Hidrológico para Empresas Com Portfólios Predominantemente Hidroelétricos”, XVI SNPTEE, Uberlândia, 2003

CASTRO, N. J., BRANDÃO, R., DANTAS, G., ROSENTAL, R., “O Processo de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro e os Impactos da MP 579” – Texto para discussão no 51, GESEL – UFRJ – Instituto de Economia, janeiro de 2013.

CCEE: Histórico da Liquidação dos Encargos de Energia de Reserva – EER (Consumidor) – 2014 – 2015 - 2016

CCEE - Procedimentos e Regras

CCEE – Regras de Comercialização versão 2015.1.0

COSTA JR., L. C., PEREIRA, M.V.F., GRANVILLE, S., CAMPODÓNICO, N., FAMPA, M. H. C. Planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos com aversão ao risco: uma abordagem para controlar o risco de déficit e limitar a energia não suprida. XXII SNPTEE – Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, Brasília-DF, outubro de 2013.

CPAMP - Relatório Técnico – “Desenvolvimento, implementação e testes de validação das metodologias para internalização de mecanismos de aversão a risco nos programas computacionais para estudos energéticos e formação de preço”- Membros: (Coordenação) MME, CCEE, ONS, EPE, ANEEL, CEPEL, 19 de julho de 2013

DINIZ, A. L., TCHEOU, M. P., MACIEIRA, M. E. P., Uma Abordagem Direta para Consideração do CVaR no Problema de Planejamento da Operação Hidrotérmica. XII SEPOPE – Simpósio de Especialistas em Planejamento da Operação e Expansão Elétrica, Rio de Janeiro-RJ, maio de 2012.

DUARTE, V. S., PENNA, D. D. J.; MACEIRA, M. E. P.; DAMÁZIO, J. M. ; DINIZ, A. L.; “New Approach in Sampling Scenarios Tree Applied to Long-Term Generation Planning of Electric Power System”. In: 12th International Conference on Stochastic Programming, 2010, Halifax. 12th International Conference on Stochastic Programming, 2010.

EPE, Resenha Mensal do Mercado de Energia Elétrica, abril 2013.

FARIA, D.M.C., “MP 579: Lições Aprendidas e Propostas para o Futuro”- XVIII Seminário de Planejamento Econômico-Financeiro do Setor Elétrico – SEPEF – Fundação COGE – Outubro de 2015.

FREIRE, L. M., NEVES, E. M. A., TSUNECHIRO, L. I., CABRAL, R., SOUZA, Z.; “Liquidity in the Brazilian Electricity Market”, 2012.

InfoLIQUIDEZ. CCEE do no 1 ao 29.

InfoPLD\_CCEE de 2012 a 2015

InfoMercado CCEE do no 50 ao 102.

IPEA. Análise Temática, Conjuntura em Foco, n. 17; fevereiro de 2012 e n. 18; março de 2012.

KELMAN, J., KELMAN, R., PEREIRA, M.V. Energia Firme de Sistemas Hidrelétricos e Usos múltiplos dos recursos hídricos. Revista da Associação Brasileira de Recursos Hídricos (ABRH), 2003.

KURTZ, C.R., ROSEMBERG, L.O.A.L. Os impactos da MP 579/12 no setor elétrico brasileiro: um estudo de caso, Faculdade de Engenharia de Produção, UFRJ, 2014.

Leis Federais 7.990/89, 12.783/13 e 13.203/15

LIMA, J., AUGUSTO, L.A., BEZERRA, B., CAVALCANTI, R., LINO, P. Impacto nas Distribuidoras da Alocação dos Riscos Hidrológicos na Contratação das Cotas de Garantia Física. XXII SNPTEE – Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, Brasília, Outubro de 2013.

LOBATO, M.V.C., SANTOS, F.F.G., “Análise de riscos ao caixa das empresas distribuidoras em função dos contratos por disponibilidade no ACR”, XXI SNPTEE, Florianópolis, SC, 2011.

LUZ C.P.M.S, “O mercado a termo de energia elétrica no Brasil: evidências sobre sua dinâmica a partir de um estudo exploratório”, 2011

MACEIRA M.E.P., “Programação Dinâmica Dual Estocástica aplicada ao Planejamento da Operação Energética de Sistemas Hidrotérmicos com Representação do Processo Estocástico de Afluências por Modelos Auto-Regressivos Periódicos”, Relatório Técnico CEPEL DPP/PEL 237/93, 1993

Medida Provisória no 579 de 11 de setembro de 2012 e Medida Provisória no 688 de 18 de agosto de 2015

MME. Metodologia de Cálculo de Garantia Física de empreendimentos de geração elétrica do Sistema Interligado Nacional. Portaria do Ministério de Minas e Energia número 258 publicada em 28 de julho de 2008.

NASSIF, A., FEIJÓ, C., ARAUJO, E., “Structural change and economic development: is Brazil catching up or falling behind”. V Encontro da AKB, agosto de 2012, São Paulo.

NEVES, E., DORNELLAS, C., MELLO, J.C., ALMEIDA, A.M., BARROSO, L.A., LIMA, J.M., DUTRA, J., PEREZ, R.C, MAYO, R., Avaliação dos Mecanismos de Gestão pelo Lado da Demanda utilizados nos Mercados de Energia Elétrica e Oportunidades de Evolução para o Setor Elétrico Brasileiro. XXIII SNPTEE – Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, Foz do Iguaçu, Outubro de 2015.

Notas Técnicas e Relatórios Executivos da Programação Mensal de Operação Eletroenergética do ONS de 2012 a 2015.

Nota técnica GEMIM – GCIMS 001/2013. Assunto: mudança na metodologia de apuração do Índice de Liquidez do mercado livre de energia elétrica. Gerência Responsável: GEMIM – GCIMS (CCEE). Data: 19/09/2013.

PEREZ, R., CLEMENTE, G., VALENZUELA, S.P., LINO, P., LIMA, D.A., FERREIRA, V.H. Análise do Impacto da Resposta da Demanda aos Sinais Econômicos das Bandeiras Tarifárias na Operação Eletro-Energética de Longo Prazo do Sistema Interligado Nacional. XXII SNPTEE – Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, Brasília, Outubro de 2013.

PEREZ, R., CLEMENTE, G., VALENZUELA, S.P., LINO, P. Análise do Impacto da Resposta da Demanda aos Sinais Econômicos das Bandeiras Tarifárias na Operação Eletro-Energética de Longo Prazo do SIN com Aversão a Risco. XIII – SEPOPE – Simpósio de Especialistas em Planejamento da Operação e Expansão Elétrica, Maio de 2014.

PSR, “Energy Report” edição especial, setembro de 2012 e “Energy Report” edição 69, setembro de 2012

PEREIRA M.V.F., and PINTO L.M.V.G., "Multi-stage stochastic optimization applied to energy planning", Mathematical Programming, vol. 52, 1991, pp. 359-375

Resolução CNPE no 3 de 6 de março de 2013.

Resolução Homologatória no 1.832 de 25 de dezembro de 2014.

Resolução Normativa ANEEL nº 559/13, nº 589/13, e nº 596/13.

Relatório TCU 011.223/2014-6. Auditoria Operacional. Impacto da medida provisória no 579/2012 – convertida na lei no 12.783/13 – na conta de desenvolvimento energético – CDE e no sistema elétrico brasileiro. Conhecimento da estrutura tarifária. Cancelamento do Leilão de energia. Exposição involuntária das distribuidoras. Audiência. Determinações e recomendação. Envio da cópia do acórdão aos órgãos competentes. Brasília, 2014.

SCHIMDT, C. A. J., LIMA, M.A., Estimativas e previsões da demanda por energia elétrica no Brasil, Ministério da Fazenda – Secretaria de Acompanhamento Econômico – Coordenação-Geral de Defesa da Concorrência. Rio de Janeiro, 2002.